

V. PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO (PIDIREGAS)

CUADRO 1 DE 5
AVANCE FINANCIERO Y FÍSICO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO EN CONSTRUCCIÓN ^{P./}
Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Diciembre 2013
(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

No	Nombre del proyecto ^{1./}	Estado del Proyecto	Costo Total Autorizado ^{2./}	Acumulado 2012 ^{2./}	Avance Financiero				Acumulado 2012	Avance Físico		
					2013					2013		
					Estimada ^{2./}	Realizada ^{3./}	Acumulada	%		Estimada Anual (9)	Realizada (10)	Acumulada (11)=(8+10)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(3+5)	(7=6/2)	(8)	(9)	(10)	(11)=(8+10)
	Total		274,032.9	84,746.1	58,015.6	12,386.9	97,133.0	35.4				
	Aprobados en Ejercicios Fiscales Anteriores		268,025.2	84,746.1	56,547.9	12,381.7	97,127.8	36.2				
	Inversión Directa Aprobados en 2002		193,575.5	78,968.9	37,098.0	11,250.2	90,219.1	46.6				
			15,427.1	11,289.6	2,247.1	191.7	11,481.3	74.4				
62	CCC Pacífico ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	11,243.0	7,993.7	2,046.5	0.0	7,993.7	71.1	100.0	0.0	0.0	100.0
68	LT Red de Transmisión Asociada a el Pacífico ^{5./}	Terminado Totalmente	1,220.0	1,019.3	200.6	191.7	1,211.0	99.3	100.0	0.0	0.0	100.0
104	SLT 706 Sistemas Norte	Varias (Cierre y otras)	2,964.1	2,276.6	0.0	0.0	2,276.6	76.8	81.8	0.0	0.0	81.8
	Aprobados para 2003		1,526.7	918.0	0.0	0.0	918.0	60.1				
128	SLT 803 NOINE	Varias (Cierre y otras)	1,526.7	918.0	0.0	0.0	918.0	60.1	79.0	0.0	0.0	79.0
	Aprobados en 2004		1,705.6	1,227.9	490.2	13.1	1,241.0	72.8				
139	SE 912 División Oriente	Varias (Cierre y otras)	210.2	143.1	0.0	13.1	156.3	74.4	68.0	0.0	31.9	99.9
140	SE 914 División Centro Sur ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	407.8	282.7	263.9	0.0	282.7	69.3	60.0	40.0	0.0	60.0
142	SLT 901 Pacífico	Varias (Cierre y otras)	1,087.7	802.0	226.3	0.0	802.0	73.7	48.0	25.1	0.0	48.0
	Aprobados 2005		17,521.2	14,379.2	3,057.9	1,941.7	16,320.9	93.1				
146	CH La Yesca ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	16,345.6	13,628.3	2,734.7	1,913.7	15,542.1	95.1	100.0	0.0	0.0	100.0
151	SE 1006 Central Sur ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	291.9	269.7	140.1	0.0	269.7	92.4	92.5	7.5	7.4	99.9
164	SE 1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	Varias (Cierre y otras)	883.7	481.2	183.1	28.0	509.2	57.6	54.3	0.0	0.4	54.7
	Aprobados 2006		24,846.7	13,007.8	7,183.5	1,299.6	14,307.4	57.6				
171	CC Agua Prieta II (con campo solar)	Construcción	7,739.2	2,615.3	2,815.1	33.8	2,649.1	34.2	70.5	14.0	4.4	74.9
176	LT Red de transmisión asociada a la CC Agua Prieta II ^{5./}	Terminado Totalmente	784.6	439.4	366.1	28.8	468.2	59.7	96.4	3.6	3.6	100.0
180	RM CCC Huinalá Unidad 6 ^{4./}	Por Licitar sin cambio de alcance	854.7	0.0	410.2	0.0	0.0	0.0	0.0	48.0	0.0	0.0
185	SE 1110 Compensación Capacitiva del Norte	Varias (Cierre y otras)	396.4	304.7	6.5	0.0	304.7	76.9	94.4	5.6	0.0	94.4
188	SE 1116 Transformación del Noreste	Varias (Cierre y otras)	3,713.0	2,140.6	193.9	154.4	2,295.0	61.8	50.7	16.0	4.2	54.9
190	SE 1120 Noroeste ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	917.0	707.0	330.1	0.0	707.0	77.1	76.4	23.6	0.0	76.4
192	SE 1122 Golfo Norte ^{5./ 6./}	Varias (Cierre y otras)	829.0	596.8	331.6	18.2	615.0	74.2	72.0	28.0	10.8	82.8
194	SE 1124 Bajío Centro ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	895.7	895.1	367.9	0.0	895.1	99.9	72.0	28.0	27.9	99.9
195	SE 1125 Distribución ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	1,918.3	1,908.7	383.7	0.0	1,908.7	99.5	98.5	1.5	1.4	99.9
198	SE 1128 Centro Sur ^{6./}	Varias(Cierre y otras)	699.1	286.6	314.6	0.0	286.6	41.0	26.0	45.0	33.8	59.8

CUADRO 2 DE 5

AVANCE FINANCIERO Y FÍSICO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO EN
CONSTRUCCIÓN ^{p./}

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

No	Nombre del proyecto ^{1./}	Estado del Proyecto	Costo Total Autorizado ^{2./}	Acumulado 2012 ^{2./}	Avance Financiero				Acumulado 2012	Avance Físico		
					2013					2013		
					Estimada ^{2./}	Realizada ^{3./}	Acumulada	%		Estimada Anual	Realizada	Acumulada
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(3+5)	(7=6/2)	(8)	(9)	(10)	(11)=(8+10)
200	SLT 1111 Transmisión y Transformación del Central - Occidental	Varias (Cierre y otras)	976.0	534.8	353.1	313.2	848.0	86.9	80.3	2.4	13.3	93.6
201	SLT 1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	Varias (Cierre y otras)	1,487.5	426.3	495.6	464.2	890.5	59.9	27.7	33.3	52.6	80.3
202	SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental	Varias (Licitación y construcción)	2,099.8	759.7	804.9	287.0	1,046.8	49.9	34.9	17.3	15.3	50.2
204	SLT 1119 Transmisión y Transformación del Sureste	Varias (Cierre y otras)	1,536.4	1,392.6	10.1	0.0	1,392.6	90.6	77.8	7.0	0.0	77.8
	Aprobados en 2007		33,126.2	26,323.3	4,938.1	2,196.3	28,519.6	86.1				
209	SE 1212 SUR - PENINSULAR ^{5./ 6./}	Varias (Cierre y otras)	1,739.1	817.3	1,268.5	0.0	817.3	47.0	41.5	58.5	8.0	49.5
211	SLT 1203 Transmisión y Transformación Oriental - Sureste ^{6./}	Varias (Cierre y otras)	2,772.2	2,484.5	464.2	0.0	2,484.5	89.6	88.5	3.0	10.7	99.2
212	SE 1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	Varias (Cierre y otras)	448.4	448.4	0.0	0.0	448.4	100.0	88.5	1.0	0.0	88.5
213	SE 1211 NORESTE - CENTRAL	Varias (Cierre y otras)	1,528.4	718.3	0.0	0.0	718.3	47.0	38.0	0.0	0.0	38.0
214	SE 1210 NORTE - NOROESTE	Varias (Cierre y otras)	3,152.4	2,679.5	1,008.8	0.0	2,679.5	85.0	56.0	32.0	21.9	77.9
215	SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California	Varias (Cierre y otras)	666.9	468.1	58.8	35.8	504.0	75.6	65.6	8.3	1.7	67.3
216	RM CCC Poza Rica	Varias (Cierre y otras)	1,968.8	1,778.4	56.9	157.7	1,936.1	98.3	90.3	2.9	8.2	98.5
217	RM CCC El Sauz Paquete 1 ^{5./}	Construcción	2,075.7	1,647.6	519.5	398.8	2,046.4	98.6	79.3	20.7	20.1	99.4
222	CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2 ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	13,850.8	12,622.7	1,405.9	964.7	13,587.5	98.1	98.1	1.9	1.9	100.0
226	CCI CI Guerrero Negro III	Construcción	331.7	321.7	0.0	6.2	327.9	98.9	96.7	0.0	2.5	99.2
227	CG Los Humeros II	Terminado Totalmente	1,393.3	1,371.7	26.2	15.1	1,386.8	99.5	98.5	0.0	1.5	100.0
228	LT Red de transmisión asociada a la CCC Norte II	Terminado Totalmente	262.1	255.0	129.3	0.0	255.0	97.3	70.2	10.2	29.8	100.0
229	CT TG Baja California II	Construcción	2,936.4	710.1	0.0	617.9	1,328.0	45.2	52.3	0.0	17.2	69.5
	Aprobados en 2008		12,421.1	3,925.6	2,626.6	383.7	4,309.3	34.7				
230	SLT 1301 Interconexión de Baja California	Por Licitar sin cambio de alcance	4,321.7	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	36.3	0.0	0.0
231	SLT 1304 Transmisión y Transformación del Oriental	Varias (Cierre y otras)	570.5	85.0	0.0	0.0	85.0	14.9	12.4	0.0	0.0	12.4
235	CCI Baja California Sur IV ^{5./}	Construcción	1,318.0	810.7	601.0	361.3	1,172.0	88.9	68.0	32.0	31.2	99.2
236	CCI Baja California Sur III ^{5./}	Terminado Totalmente	1,201.7	1,201.7	0.0	0.0	1,201.7	100.0	100.0	0.0	0.0	100.0
237	LT 1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	Por Licitar sin cambio de alcance	143.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
242	SE 1323 DISTRIBUCIÓN SUR ^{6./}	Varias (Cierre y otras)	698.9	239.3	307.5	0.0	239.3	34.2	34.0	44.0	4.0	38.0

CUADRO 3 DE 5
AVANCE FINANCIERO Y FÍSICO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO EN CONSTRUCCIÓN ^{1./}
Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Diciembre 2013
(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

No	Nombre del proyecto ^{1./}	Estado del Proyecto	Costo Total Autorizado ^{2./}	Acumulado 2012 ^{2./}	Avance Financiero				Acumulado 2012	Avance Físico		
					2013					2013		
					Estimada ^{2./}	Realizada ^{3./}	Acumulada	%		Estimada Anual (9)	Realizada (10)	Acumulada (11)=(8+10)
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(3+5)	(7)=6/2)	(8)			
243	SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO ^{6./}	Varias (Cierre y otras)	1,718.8	266.4	85.9	0.0	266.4	15.5	14.0	5.0	3.6	17.6
244	SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE ^{5./}	Varias (Cierre y otras)	1,227.0	760.8	902.4	22.4	783.1	63.8	44.0	56.0	10.2	54.2
245	SE 1320 DISTRIBUCIÓN NOROESTE ^{6./}	Varias (Cierre y otras)	1,221.1	561.7	728.8	0.0	561.7	46.0	38.0	40.0	12.0	50.0
	Aprobados en 2009		9,844.5	972.5	694.6	1,071.6	2,044.1	20.8				
247	SLT 1404 Subestaciones del Oriente	Construcción	243.2	57.5	79.4	151.9	209.5	86.1	32.3	25.0	67.0	99.3
248	SLT 1401 SEs y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste ^{5./}	Terminado Totalmente	1,004.6	812.1	112.7	0.0	812.1	80.8	100.0	0.0	0.0	100.0
249	SLT 1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	Construcción	759.5	1.3	326.1	203.2	204.5	26.9	0.3	42.9	50.2	50.5
251	SE 1421 DISTRIBUCIÓN SUR	Varias (Licitación y construcción)	600.2	0.0	0.0	153.1	153.1	25.5	0.0	0.0	35.0	35.0
253	SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE	Varias (Cierre y otras)	1,069.8	101.6	0.0	10.5	112.1	10.5	2.5	0.0	7.0	9.5
257	CCI Santa Rosalía II	Por Licitar sin cambio de alcance	535.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
258	RM CT Altamira Unidades 1 y 2	Construcción	5,631.4	0.0	176.3	552.9	552.9	9.8	0.0	31.7	0.0	0.0
	Aprobados en 2010		8,320.4	3,152.5	1,787.8	816.4	3,968.9	47.7				
259	SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR	Varias (Licitación y construcción)	1,222.4	0.0	0.0	62.4	62.4	5.1	0.0	0.1	10.3	10.3
260	SE 1520 DISTRIBUCION NORTE	Varias (Cierre y otras)	491.0	1.0	294.6	6.3	7.3	1.5	0.0	60.0	1.5	1.5
261	CCC Cogeneración Salamanca Fase I	Construcción	6,607.0	3,151.4	1,493.2	747.7	3,899.1	59.0	32.1	22.6	61.8	93.9
	Aprobados en 2011		32,578.6	3,772.6	6,208.7	2,805.9	6,578.4	20.2				
262	SLT 1601 Transmisión y Transformación Noroeste - Norte	Varias (Cierre y otras)	529.0	183.1	86.0	126.8	309.9	58.6	36.1	16.3	52.6	88.7
263	LT 1602 Transmisión La Paz entronque Tuxpan - Texcoco	Por Licitar con cambio de alcance	907.2	0.0	525.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
264	CC Centro	Construcción	9,625.6	3,484.9	1,655.6	1,879.9	5,364.8	55.7	60.6	17.2	32.3	92.9
266	SLT 1603 Subestación Lago	Fallo y Adjudicación	1,007.5	0.0	389.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.6	0.0	0.0
267	SLT 1604 Transmisión Ayotla-Chalco	Construcción	425.9	0.0	45.8	2.6	2.6	0.6	0.0	10.8	1.0	1.0
268	CCI Guerrero Negro IV	Construcción	269.8	0.0	11.4	40.3	40.3	14.9	0.0	4.2	14.9	14.9
269	LT Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro IV	Fallo y Adjudicación	38.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
271	CCI Santa Rosalía III ^{4./}	Por Licitar sin cambio de alcance	392.3	0.0	350.3	0.0	0.0	0.0	0.0	89.3	0.0	0.0
272	LT Red de Transmisión Asociada a la CI Santa Rosalía III	Fallo y Adjudicación	24.8	0.0	22.2	0.0	0.0	0.0	0.0	95.2	0.0	0.0
273	SE 1621 Distribución Norte-Sur	Varias (Licitación y construcción)	1,349.3	0.0	539.7	0.0	0.0	0.0	0.0	40.0	0.0	0.0
274	SE 1620 Distribución Valle de México	Varias (Licitación y construcción)	4,344.3	0.0	645.1	393.7	393.7	9.1	0.0	60.0	10.6	10.6
275	CG Los Azufres III (Fase I)	Construcción	1,466.2	104.6	821.2	362.5	467.1	31.9	11.4	64.8	40.7	52.1

CUADRO 4 DE 5

AVANCE FINANCIERO Y FÍSICO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO EN
CONSTRUCCIÓN ^{p./}

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

No	Nombre del proyecto ^{1./}	Estado del Proyecto	Costo Total Autorizado ^{2./}	Acumulado 2012 ^{2./}	Avance Financiero				Acumulado 2012	Avance Físico		
					2013					2013		
					Estimada ^{2./}	Realizada ^{3./}	Acumulada	%		Estimada Anual	Realizada	Acumulada
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(3+5)	(7=6/2)	(8)	(9)	(10)	(11)=(8+10)
276	CH La Parota	Por Licitar sin cambio de alcance	11,106.7	0.0	839.7	0.0	0.0	0.0	0.0	25.6	0.0	0.0
277	LT Red de Transmisión Asociada a la CH La Parota	Por Licitar sin cambio de alcance	1,091.8	0.0	277.2	0.0	0.0	0.0	0.0	25.4	0.0	0.0
	Aprobados en 2012		30,249.6	0.0	6,396.0	525.0	525.0	1.7				
278	RM CT José López Portillo	Por Licitar sin cambio de alcance	3,170.9	0.0	927.5	0.0	0.0	0.0	0.0	29.3	0.0	0.0
279	LT Red de Transmisión Asociada al CC Noroeste	Por Licitar sin cambio de alcance	229.4	0.0	30.9	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	0.0	0.0
280	SLT 1721 DISTRIBUCIÓN NORTE	Por Licitar sin cambio de alcance	1,328.9	0.0	797.3	0.0	0.0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0
281	LT Red de Transmisión Asociada al CC Noreste	Por Licitar sin cambio de alcance	606.7	0.0	40.8	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7	0.0	0.0
282	SLT 1720 Distribución Valle de México	Por Licitar sin cambio de alcance	784.4	0.0	470.7	0.0	0.0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0
283	LT Red de Transmisión Asociada al CC Norte III	Por Licitar sin cambio de alcance	325.4	0.0	114.1	0.0	0.0	0.0	0.0	35.1	0.0	0.0
284	CG Los Humeros III	Varias (Licitación y construcción)	1,792.7	0.0	811.3	96.3	96.3	5.4	0.0	37.9	5.4	5.4
285	CC Centro II	Por Licitar sin cambio de alcance	11,019.7	0.0	418.6	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	0.0	0.0
286	CCI Baja California Sur V	Fallo y Adjudicación	1,465.9	0.0	90.5	0.0	0.0	0.0	0.0	80.4	0.0	0.0
287	LT Red de transmisión asociada a la CE Rumorosa I, II y III	Por Licitar sin cambio de alcance	293.8	0.0	224.0	0.0	0.0	0.0	0.0	76.2	0.0	0.0
288	SLT 1722 Distribución Sur	Por Licitar sin cambio de alcance	606.1	0.0	363.7	0.0	0.0	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0
289	CH Chicoasén II	Por Licitar sin cambio de alcance	5,131.2	0.0	275.9	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0
292	SE 1701 Subestación Chimalpa Dos	Por Licitar sin cambio de alcance	526.8	0.0	142.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
293	SLT 1703 Conversión a 400 kV de la Riviera Maya	Construcción	1,482.9	0.0	900.0	174.5	174.5	11.8	0.0	60.7	20.4	20.4
294	SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine	Construcción	1,167.1	0.0	553.0	180.2	180.2	15.4	0.0	47.4	27.0	27.0
295	SLT 1704 Interconexión sist aislados Guerrero Negro Sta Rosalía	Construcción	317.8	0.0	234.8	74.1	74.1	23.3	0.0	73.9	31.7	31.7
	Aprobados en 2013		6,007.7	0.0	1,467.6	5.2	5.2	0.1				
304	LT 1805 Línea de Transmisión Huasteca - Monterrey	Autorizado	3,210.6	0.0	685.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
305	SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste	Varias (Licitación y construcción)	161.8	0.0	103.5	5.2	5.2	3.2	0.0	0.0	3.3	3.3
306	SE 1803 Subestaciones del Occidental	Fallo y Adjudicación	934.3	0.0	264.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
307	SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	Autorizado	1,093.6	0.0	244.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
308	SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental-Peninsular	Autorizado	607.4	0.0	169.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

CUADRO 5 DE 5
AVANCE FINANCIERO Y FÍSICO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO EN CONSTRUCCIÓN p_/
Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Diciembre 2013
(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

No	Nombre del proyecto ^{1/}	Estado del Proyecto	Costo Total Autorizado ^{2/}	Acumulado 2012 ^{2/}	Avance Financiero				Acumulado 2012	Avance Físico		
					2013					2013		
					Estimada ^{2/}	Realizada ^{3/}	Acumulada	%		Estimada Anual	Realizada	Acumulada
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(3+5)	(7=6/2)	(8)	(9)	(10)	(11)=(8+10)
28	Inversión Condicionada		80,457.4	5,777.2	20,917.5	1,136.7	6,913.9	8.6				
	Aprobados en 2005		6,151.6	5,777.2	244.3	359.7	6,136.9	99.8				
	CCC Norte II	Terminado Totalmente	6,151.6	5,777.2	244.3	359.7	6,136.9	99.8	93.2	4.0	6.8	100.0
36	Aprobados en 2008		3,447.3	0.0	1,221.7	0.0	0.0	0.0				
	CC Baja California III	Fallo y Adjudicación	3,447.3	0.0	1,221.7	0.0	0.0	0.0	0.0	35.4	0.0	0.0
38	Aprobados en 2011		29,135.1	0.0	9,931.2	777.0	777.0	2.7				
	CC Norte III (Juárez)	Fallo y adjudicación	13,453.5	0.0	7,939.6	0.0	0.0	0.0	0.0	59.3	0.0	0.0
40	CE Sureste I	Varías (Licitación y Construcción)	7,360.2	0.0	934.7	777.0	777.0	10.6	0.0	14.2	11.3	11.3
41	CE Sureste II	Por Licitar sin cambio de Alcance	8,321.4	0.0	1,056.8	0.0	0.0	0.0	0.0	14.2	0.0	0.0
42	Aprobados en 2012		41,723.3	0.0	9,520.4	0.0	0.0	0.0				
	CC Noroeste	Por Licitar sin cambio de Alcance	14,170.8	0.0	2,087.7	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	0.0	0.0
43	CC Noreste	Por Licitar sin cambio de Alcance	19,261.0	0.0	3,397.5	0.0	0.0	0.0	0.0	17.6	0.0	0.0
44	CE Rumorosa I, II y III	Por Licitar sin cambio de Alcance	8,291.6	0.0	4,035.2	0.0	0.0	0.0	0.0	48.7	0.0	0.0

p_/ Cifras preliminares.

1_/ No se incluyen los proyectos ya terminados en años anteriores. Se consideran los proyectos que tienen previstos recursos para el presente ejercicio en el PEF 2013.

2_/ El tipo de cambio utilizado es de \$13.0765 por dólar correspondiente al cierre de diciembre de 2013.

3_/ Los tipos de cambio promedio de fecha de liquidación utilizados fueron 12.7219 (enero), 12.7144 (febrero), 12.5745 (marzo) 12.2249 (abril), 12.2522 (mayo), 12.9361 (junio) 12.7851 (julio), 12.8704 (agosto), 13.0925 (septiembre), 13.0187 (octubre), 13.0634 (noviembre) y 13.0098 (diciembre) pesos por dólar publicados por el Banco de México (Banxico).

4_/ Este proyecto pasó de etapa "Fallo y Adjudicación" a "Por Licitar" sin cambio de alcance, debido a que el proceso de licitación se declaró desierto. Se volverá a publicar la convocatoria.

5_/ Se actualizó la meta física estimada anual con el objeto de no rebasar el 100% en el avance físico del proyecto.

6_/ Se modificó el monto Acumulado 2012, ya que al cierre de 2013 el Consorcio Privado ajustó las cifras reportadas.

Nota: Las sumas parciales pueden no coincidir con el total debido al redondeo

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 1 DE 11

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto		Presupuesto					Ejercido					Variación %
		Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
		Programable			No Programable		Programable			No Programable		
		Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
	TOTAL	71,937.6	46,953.4	0.0	6,741.8	18,242.4	79,297.3	20,467.0	0.0	4,684.2	54,146.1	196.8
1	CG Cerro Prieto IV	197.7	175.5	0.0	9.9	12.4	441.1	251.3	0.0	9.6	180.2	500<
2	CC Chihuahua	1,023.3	989.3	0.0	17.1	17.0	3,310.9	947.0	0.0	16.9	2,347.0	500<
3	CCI Guerrero Negro II	39.2	17.8	0.0	2.6	18.8	128.6	15.5	0.0	2.3	110.9	489.6
4	CC Monterrey II	1,081.3	1,054.8	0.0	15.3	11.2	3,567.8	885.0	0.0	12.4	2,670.4	500<
5	CD Puerto San Carlos II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	159.0	0.0	0.0	0.0	159.0	N.A.
6	CC Rosarito III (Unidades 8 y 9)	1,205.2	1,031.7	0.0	120.2	53.3	1,985.9	1,201.0	0.0	118.0	666.9	500<
7	CT Samalayuca II	1,781.7	1,367.4	0.0	374.6	39.8	4,433.0	1,463.3	0.0	222.4	2,747.2	500<
9	LT 211 Cable Submarino	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
10	LT 214 y 215 Sureste - Peninsular	175.3	145.8	0.0	41.0	(11.4)	450.6	151.4	0.0	40.1	259.1	<-500
11	LT 216 y 217 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
12	SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	971.5	1,077.5	0.0	79.7	(185.7)	1,097.0	1,041.9	0.0	77.1	(22.0)	(88.2)
13	SE 218 Noroeste	63.0	50.8	0.0	9.8	2.4	107.9	53.9	0.0	8.8	45.2	500<
14	SE 219 Sureste - Peninsular	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
15	SE 220 Oriental - Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
16	SE 221 Occidental	107.8	89.5	0.0	19.3	(0.9)	326.9	93.1	0.0	18.4	215.4	<-500
17	LT 301 Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
18	LT 302 Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
19	LT 303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
20	LT 304 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
21	SE 305 Centro - Oriente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
22	SE 306 Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
23	SE 307 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
24	SE 308 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
25	CG Los Azufres II y Campo Geotérmico	225.2	224.4	0.0	6.9	(6.1)	917.4	233.8	0.0	6.7	676.8	<-500
26	CH Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	252.0	148.1	0.0	17.1	86.9	1,419.2	77.6	0.0	16.7	1,324.9	500<
27	LT 406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	125.4	75.4	0.0	4.0	46.0	1,523.0	47.9	0.0	4.4	1,470.8	500<

CUADRO 2 DE 11
FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ^{1_ / P_ /}
Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Octubre 2013
(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
28	LT	407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	167.4	145.5	0.0	4.9	17.0	1,477.3	110.6	0.0	4.9	1,361.7	500<
29	LT	408 Naco - Nogales - Área Noroeste	25.6	17.2	0.0	0.1	8.3	66.4	11.5	0.0	0.1	54.8	500<
30	LT	411 Sistema Nacional	114.4	99.9	0.0	3.9	10.5	326.2	60.6	0.0	3.8	261.8	500<
31	LT	Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa)	375.0	333.7	0.0	17.3	24.0	428.2	209.0	0.0	17.1	202.1	500<
32	SE	401 Occidental - Central	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
33	SE	402 Oriental - Peninsular	124.5	58.0	0.0	1.5	65.0	738.3	58.2	0.0	1.3	678.7	500<
34	SE	403 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
35	SE	404 Noroeste - Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
36	SE	405 Compensación Alta Tensión	16.1	10.8	0.0	0.1	5.1	97.3	11.1	0.0	0.1	86.1	500<
37	SE	410 Sistema Nacional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
38	CC	El Sauz conversión de TG a CC	1,499.7	1,414.2	0.0	7.0	78.5	3,663.4	477.4	0.0	6.7	3,179.4	500<
39	LT	414 Norte - Occidental	108.7	86.6	0.0	4.8	17.3	388.9	55.4	0.0	5.2	328.3	500<
40	LT	502 Oriental - Norte	28.3	22.7	0.0	2.4	3.2	172.7	23.4	0.0	2.1	147.2	500<
41	LT	506 Saltillo-Cañada	361.3	344.8	0.0	14.5	1.9	960.6	177.5	0.0	13.9	769.2	500<
42	LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	338.6	162.1	0.0	30.2	146.3	868.2	85.1	0.0	24.8	758.4	418.4
43	LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	209.2	64.4	0.0	3.2	141.7	698.9	44.8	0.0	2.9	651.2	359.7
44	SE	412 Compensación Norte	37.1	19.3	0.0	0.3	17.5	73.8	16.8	0.0	0.3	56.6	224.6
45	SE	413 Noroeste - Occidental	100.7	89.7	0.0	5.8	5.2	360.9	55.7	0.0	5.8	299.3	500<
46	SE	503 Oriental	37.0	16.6	0.0	0.3	20.1	39.6	15.0	0.0	0.3	24.3	20.6
47	SE	504 Norte - Occidental	75.3	53.3	0.0	2.1	19.9	387.5	51.8	0.0	2.0	333.7	500<
48	CCI	Baja California Sur I	335.8	290.8	0.0	9.0	36.0	466.4	353.5	0.0	9.4	103.5	187.3
49	LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	209.2	184.6	0.0	14.1	10.5	614.0	98.5	0.0	11.5	504.1	500<

CUADRO 3 DE 11

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada				
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
50	LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	266.1	208.9	0.0	32.3	24.9	1,123.2	110.1	0.0	28.5	984.5	500<
51	LT	612 Subtransmisión Norte - Noreste	48.2	37.3	0.0	5.1	5.7	122.9	34.1	0.0	4.3	84.6	500<
52	LT	613 Subtransmisión Occidental	48.7	34.4	0.0	4.9	9.4	117.6	16.5	0.0	4.6	96.6	500<
53	LT	614 Subtransmisión Oriental	29.5	14.4	0.0	1.7	13.3	80.1	13.8	0.0	1.6	64.6	383.9
54	LT	615 Subtransmisión Peninsular	41.8	36.8	0.0	4.1	0.8	310.0	32.9	0.0	3.4	273.8	500<
55	LT	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	29.3	30.5	0.0	1.7	(2.9)	29.9	31.9	0.0	1.7	(3.7)	29.3
57	LT	1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	37.7	19.1	0.0	4.6	14.1	74.8	15.1	0.0	3.4	56.3	300.6
58	SE	607 Sistema Bajío - Oriental	148.3	125.3	0.0	4.2	18.8	428.6	80.5	0.0	3.7	344.5	500<
59	SE	611 Subtransmisión Baja California - Noroeste	48.4	46.6	0.0	7.6	(5.9)	233.1	41.3	0.0	6.3	185.5	<-500
60	SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	264.6	263.6	0.0	15.9	(14.8)	355.9	374.1	0.0	12.9	(31.1)	109.7
61	CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	680.2	687.4	0.0	9.0	(16.3)	1,639.0	669.7	0.0	7.2	962.2	<-500
62	CCC	Pacífico	4,561.9	3,055.3	0.0	290.3	1,216.2	4,760.2	550.9	0.0	283.8	3,925.5	222.8
63	CH	El Cajón	573.6	216.2	0.0	162.5	194.9	434.6	205.5	0.0	137.8	91.3	(53.2)
64	LT	Líneas Centro	11.2	9.9	0.0	1.0	0.3	73.7	8.6	0.0	0.8	64.3	500<
65	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	138.0	99.9	0.0	14.3	23.8	171.4	51.0	0.0	11.5	108.9	356.5
66	LT	Red de Transmisión Asociada a Altamira V	162.7	104.8	0.0	22.3	35.6	954.1	54.4	0.0	19.3	880.4	500<
67	LT	Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	58.5	27.8	0.0	4.4	26.2	263.1	25.4	0.0	3.9	233.8	500<

CUADRO 4 DE 11
FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Octubre 2013
(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]			
68	LT	Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	276.7	110.2	0.0	56.9	109.6	785.7	144.9	0.0	56.5	584.3	433.3
69	LT	707 Enlace Norte-Sur	66.5	37.0	0.0	3.1	26.4	210.3	40.0	0.0	2.8	167.5	500<
70	LT	Riviera Maya	70.5	55.9	0.0	8.0	6.6	224.8	32.5	0.0	7.2	185.2	500<
71	PRR	Presa Reguladora Amata	72.7	34.3	0.0	1.5	37.0	69.7	28.0	0.0	1.2	40.5	9.7
72	RM	Adolfo López Mateos	309.6	40.9	0.0	3.5	265.2	589.6	33.8	0.0	2.7	553.1	108.6
73	RM	Altamira	97.2	54.6	0.0	17.1	25.5	153.5	60.9	0.0	19.1	73.5	188.4
74	RM	Botello	18.9	4.1	0.0	0.6	14.2	39.7	0.0	0.0	0.6	39.1	174.9
75	RM	Carbón II	68.6	9.9	0.0	1.5	57.2	280.7	2.1	0.0	1.5	277.1	384.2
76	RM	Carlos Rodríguez Rivero	97.3	24.9	0.0	3.8	68.6	167.6	21.1	0.0	3.1	143.4	109.0
77	RM	Dos Bocas	99.3	9.3	0.0	1.3	88.8	297.2	0.0	0.0	1.4	295.7	233.2
78	RM	Emilio Portes Gil	21.2	1.1	0.0	0.0	20.0	36.1	0.1	0.0	0.0	35.9	79.1
79	RM	Francisco Pérez Ríos	207.9	144.4	0.0	33.1	30.4	1,007.9	69.3	0.0	28.4	910.3	500<
80	RM	Gomez Palacio	73.6	33.2	0.0	5.0	35.4	276.3	29.4	0.0	4.2	242.7	500<
82	RM	Huinalá	8.0	0.8	0.0	0.1	7.1	30.9	0.7	0.0	0.1	30.2	325.7
83	RM	Ixtaczoquitlán	3.0	0.6	0.0	0.1	2.4	7.4	0.0	0.0	0.1	7.3	208.8
84	RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	70.1	18.3	0.0	2.9	48.8	270.9	15.8	0.0	2.4	252.8	418.0
87	RM	Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	98.4	65.1	0.0	5.6	27.7	681.0	53.9	0.0	4.3	622.9	500<
90	RM	CT Puerto Libertad	37.1	17.3	0.0	1.5	18.3	141.4	14.2	0.0	1.1	126.0	500<
91	RM	Punta Prieta	32.3	14.9	0.0	2.3	15.1	129.4	6.6	0.0	2.0	120.8	500<
92	RM	Salamanca	63.4	42.8	0.0	4.0	16.6	238.7	35.4	0.0	3.0	200.3	500<
93	RM	Tuxpango	36.2	22.2	0.0	2.0	12.0	137.8	8.8	0.0	1.7	127.3	500<
94	RM	CT Valle de México	33.4	3.7	0.0	0.5	29.2	82.1	3.8	0.0	0.5	77.8	166.8
95	SE	Norte	13.6	12.2	0.0	0.9	0.5	111.2	10.9	0.0	0.7	99.6	500<
98	SE	705 Capacitores	6.7	6.8	0.0	0.4	(0.4)	57.1	6.5	0.0	0.3	50.3	<-500
99	SE	708 Compensación Dinámicas Oriental - Norte	79.5	75.2	0.0	5.0	(0.6)	273.3	45.0	0.0	4.0	224.3	<-500
100	SLT	701 Occidente - Centro	121.5	107.6	0.0	21.2	(7.4)	161.2	47.4	0.0	17.2	96.6	<-500
101	SLT	702 Sureste - Peninsular	868.5	644.5	0.0	9.0	215.0	87.8	29.1	0.0	8.6	50.1	(76.7)

CUADRO 5 DE 11

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Presupuesto							Ejercido						
Gasto							Gasto						
Nombre del proyecto	Ingresos	Programable			No Programable	Flujo neto	Ingresos	Programable			No Programable	Flujo neto	Variación %
		Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada					Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)		(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	(11=(10-5)/5)	
102 SLT 703 Noreste – Norte	30.7	29.5	0.0	4.7	(3.5)		67.5	27.0	0.0	3.8	36.6	<-500	
103 SLT 704 Baja California – Noroeste	10.2	10.3	0.0	0.8	(0.8)		95.3	9.1	0.0	3.8	82.4	<-500	
104 SLT 706 Sistemas Norte	1,515.4	220.3	0.0	31.2	1,263.9		834.5	130.6	0.0	22.4	681.6	(46.1)	
105 SLT 709 Sistemas Sur	179.1	177.5	0.0	11.9	(10.4)		642.9	106.2	0.0	9.4	527.2	<-500	
106 CC Conversión El Encino de TG a CC	255.1	246.6	0.0	23.3	(14.8)		1,760.9	209.2	0.0	19.4	1,532.3	<-500	
107 CCI Baja California Sur II	404.5	362.5	0.0	13.8	28.3		469.0	420.0	0.0	11.0	37.9	34.1	
108 LT 807 Durango 1	51.8	50.4	0.0	6.5	(5.1)		256.1	45.6	0.0	5.1	205.4	<-500	
110 RM CCC Tula	64.2	7.3	0.0	1.2	55.7		96.5	6.2	0.0	0.9	89.3	60.3	
111 RM CGT Cerro Prieto (U 5)	56.2	40.6	0.0	24.5	(8.9)		74.4	20.7	0.0	25.2	28.5	(420.3)	
112 RM CT Carbón II Unidades 2 y 4	58.3	15.4	0.0	1.5	41.4		262.6	5.1	0.0	1.3	256.2	500<	
113 RM CT Emilio Portes Gil Unidad 4	49.5	47.6	0.0	7.8	(5.9)		242.4	40.1	0.0	6.2	196.2	<-500	
114 RM CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	73.7	39.4	0.0	6.0	28.3		350.7	17.3	0.0	5.3	328.1	500<	
117 RM CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	89.3	43.5	0.0	7.9	37.9		703.0	36.8	0.0	6.5	659.7	500<	
118 RM CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	33.8	21.3	0.0	3.8	8.7		210.1	17.9	0.0	3.1	189.0	500<	
122 SE 811 Noroeste	20.2	15.9	0.0	2.1	2.2		73.0	14.5	0.0	1.8	56.8	500<	
123 SE 812 Golfo Norte	10.1	8.1	0.0	1.1	0.8		20.4	7.1	0.0	0.9	12.4	500<	
124 SE 813 División Bajío	100.2	74.2	0.0	15.0	11.0		214.4	63.8	0.0	11.9	138.7	500<	
126 SLT 801 Altiplano	165.3	131.1	0.0	17.4	16.7		119.9	75.2	0.0	14.0	30.7	83.4	
127 SLT 802 Tamaulipas	141.5	82.2	0.0	11.3	48.1		296.4	66.2	0.0	9.5	220.7	359.0	
128 SLT 803 NOINE	620.2	77.6	0.0	12.8	529.8		90.9	58.2	0.0	10.6	22.1	(95.8)	
130 SLT 806 Bajío	144.7	113.3	0.0	27.1	4.3		79.5	52.1	0.0	23.6	3.8	(12.6)	
132 CE La Venta II	157.6	132.2	0.0	43.4	(18.0)		174.6	81.6	0.0	35.5	57.5	(419.5)	
136 LT Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	13.2	9.2	0.0	2.3	1.7		23.8	8.1	0.0	1.9	13.8	500<	
138 SE 911 Noreste	17.0	13.1	0.0	1.8	2.1		28.9	12.0	0.0	1.4	15.5	500<	
139 SE 912 División Oriente	439.1	276.4	0.0	8.6	154.2		20.8	19.4	0.0	6.7	(5.3)	(103.4)	

CUADRO 6 DE 11
FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Octubre 2013
(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Ingresos		Programable			Ingresos		
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
140	SE	914 División Centro Sur	318.5	254.7	0.0	16.0	47.8	145.7	15.8	0.0	7.2	122.7	156.8
141	SE	915 Occidental	21.0	15.8	0.0	3.7	1.6	68.0	13.2	0.0	2.8	52.0	500<
142	SLT	901 Pacífico	455.9	60.5	0.0	13.5	381.9	139.7	37.5	0.0	10.6	91.6	(76.0)
143	SLT	902 Istmo	140.5	102.8	0.0	17.9	19.8	97.4	61.5	0.0	15.4	20.4	3.2
144	SLT	903 Cabo - Norte	111.7	84.5	0.0	14.2	13.0	105.7	45.2	0.0	11.9	48.6	275.2
146	CH	La Yesca	2,016.4	992.0	0.0	725.3	299.1	448.6	461.5	0.0	850.1	(863.0)	(388.5)
147	CCC	Baja California	763.7	720.9	0.0	96.3	(53.5)	1,154.2	849.2	0.0	107.6	197.4	(468.8)
148	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	104.7	77.0	0.0	6.6	21.1	269.8	83.2	0.0	5.5	181.1	500<
149	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	159.8	142.9	0.0	20.3	(3.5)	439.9	149.0	0.0	17.5	273.4	<-500
150	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	136.4	126.8	0.0	9.3	0.3	361.5	122.6	0.0	7.9	231.0	500<
151	SE	1006 Central-Sur	422.8	225.2	0.0	13.1	184.5	55.9	14.5	0.0	11.4	30.0	(83.8)
152	SE	1005 Noroeste	99.2	76.1	0.0	21.6	1.5	168.2	47.3	0.0	25.9	94.9	500<
156	RM	Infiernillo	40.2	19.9	0.0	7.0	13.3	33.4	21.3	0.0	7.0	5.1	(61.6)
157	RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 1 y 2	245.8	148.2	0.0	78.7	18.9	798.5	53.8	0.0	80.0	664.7	500<
158	RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	39.6	17.0	0.0	2.3	20.3	223.4	14.3	0.0	1.8	207.3	500<
159	RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	7.0	6.4	0.0	1.0	(0.4)	13.8	5.5	0.0	0.8	7.5	<-500
160	RM	CCC Samalayuca II	18.1	1.6	0.0	0.2	16.3	39.1	1.3	0.0	0.2	37.6	131.5
161	RM	CCC El Sauz	47.0	5.5	0.0	1.0	40.5	122.9	2.3	0.0	0.9	119.7	195.5
162	RM	CCC Huinalá II	12.7	2.4	0.0	0.6	9.6	32.7	1.0	0.0	0.5	31.2	224.8
163	SE	1004 Compensación Dinámica Área Central	32.2	26.9	0.0	3.4	1.9	26.8	24.9	0.0	2.7	(0.8)	(144.0)
164	SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	91.5	60.9	0.0	17.4	13.1	147.1	39.1	0.0	16.4	91.6	500<
165	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	27.4	7.7	0.0	1.8	17.8	215.6	6.5	0.0	1.5	207.6	500<

CUADRO 7 DE 11

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹_/P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto				Ejercido						Variación %
			Gasto				Gasto						
			Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	
				Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada				Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
166	SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste-Sureste	121.0	79.9	0.0	20.9	20.2	153.4	41.5	0.0	18.7	93.3	360.8
167	CC	San Lorenzo conversión de TG a CC	495.6	449.7	0.0	74.3	(28.4)	3,169.3	318.5	0.0	83.3	2,767.5	<-500
168	SLT	1001 Red de Transmisión Baja-Nogales	47.6	24.6	0.0	4.6	18.5	123.1	22.2	0.0	3.9	96.9	424.6
170	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	144.1	101.6	0.0	49.4	(6.9)	89.1	108.1	0.0	49.8	(68.9)	500<
176	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC Agua Prieta II	191.1	83.5	0.0	26.7	80.9	0.0	23.9	0.0	21.7	(45.6)	(156.4)
177	LT	Red de Transmisión asociada a la CE La Venta III	3.3	0.9	0.0	0.6	1.8	29.8	1.1	0.0	0.5	28.1	500<
181	RM	CN Laguna Verde	617.7	352.3	0.0	355.2	(89.9)	2,651.9	347.4	0.0	339.3	1,965.3	<-500
182	RM	CT Puerto Libertad	43.9	42.3	0.0	10.4	(8.7)	356.6	34.1	0.0	7.9	314.6	<-500
183	RM	Unidades 2 y 3 CT Punta Prieta Unidad 2	8.7	7.4	0.0	1.8	(0.6)	61.3	3.1	0.0	1.5	56.7	<-500
185	SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	122.6	43.2	0.0	23.2	56.3	118.9	28.4	0.0	3.7	86.8	54.4
188	SE	1116 Transformación del Noreste	605.9	198.2	0.0	105.6	302.0	579.3	121.6	0.0	83.4	374.4	23.9
189	SE	1117 Transformación de Guaymas	37.5	23.5	0.0	9.3	4.7	70.4	24.1	0.0	8.8	37.5	500<
190	SE	1120 Noroeste	1,006.8	716.9	0.0	20.7	269.2	141.4	29.6	0.0	15.0	96.8	(64.0)
191	SE	1121 Baja California	20.0	7.1	0.0	2.7	10.2	58.1	7.2	0.0	2.7	48.1	371.8
192	SE	1122 Golfo Norte	932.4	627.9	0.0	36.4	268.1	39.7	26.2	0.0	23.9	(10.4)	(103.9)
193	SE	1123 Norte	10.8	8.1	0.0	1.6	1.0	53.2	9.3	0.0	1.6	42.4	500<
194	SE	1124 Bajío Centro	1,761.1	1,162.7	0.0	22.2	576.2	111.1	30.1	0.0	17.6	63.3	(89.0)
195	SE	1125 Distribución	1,482.8	1,016.0	0.0	69.5	397.3	125.0	115.2	0.0	44.0	(34.2)	(108.6)
197	SE	1127 Sureste	33.2	11.3	0.0	7.4	14.5	36.3	11.0	0.0	6.7	18.6	28.3
198	SE	1128 Centro Sur	1,204.8	568.2	0.0	15.6	621.0	46.4	15.5	0.0	3.3	27.6	(95.5)

CUADRO 8 DE 11
FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/
Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Octubre 2013
(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Programable							
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]	
199	SE	1129 Compensación Redes	29.9	16.8	0.0	7.3	5.9	72.9	18.4	0.0	7.5	47.0	500<
200	SLT	1111 Transmisión y Transformación del Cental-Occidental	142.1	72.5	0.0	56.3	13.3	127.8	15.8	0.0	22.8	89.2	500<
201	SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	308.9	47.9	0.0	24.6	236.4	69.8	39.4	0.0	15.3	15.2	(93.6)
202	SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	193.1	69.0	0.0	54.3	69.8	133.1	52.0	0.0	13.3	67.9	(2.7)
203	SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	59.7	46.4	0.0	13.4	(0.2)	174.0	45.6	0.0	12.8	115.6	<-500
204	SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	897.3	149.6	0.0	80.9	666.8	196.5	87.3	0.0	77.5	31.6	(95.3)
205	SUV	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	264.8	194.4	0.0	63.6	6.7	219.8	209.7	0.0	62.5	(52.5)	<-500
206	SE	1206 Conversión a 400 kV de la LT Mazatlán II - La Higuera	86.9	69.7	0.0	30.4	(13.2)	28.7	46.7	0.0	31.6	(49.6)	275.4
207	SE	1213 COMPENSACION DE REDES	88.9	63.5	0.0	25.1	0.4	100.6	37.1	0.0	26.5	37.1	500<
208	SE	1205 Compensación Oriental - Peninsular	19.2	10.9	0.0	4.8	3.5	64.8	12.7	0.0	5.6	46.6	500<
209	SE	1212 SUR-PENINSULAR	1,321.8	754.9	0.0	32.4	534.5	117.8	27.7	0.0	12.4	77.7	(85.5)
210	SLT	1204 Conversión a 400 kv a el Área Peninsular	270.5	195.8	0.0	56.1	18.5	776.8	199.1	0.0	55.6	522.1	500<
211	SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental-Sureste	428.3	266.0	0.0	116.2	46.1	571.7	196.0	0.0	71.3	304.5	500<
212	SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	166.1	55.2	0.0	24.7	86.2	194.4	37.4	0.0	23.5	133.5	54.9
213	SE	1211 NORESTE-CENTRAL	1,373.5	818.9	0.0	24.5	530.1	61.3	27.5	0.0	10.3	23.5	(95.6)

CUADRO 9 DE 11

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Presupuesto							Ejercido					
Gasto							Gasto					
Nombre del proyecto	Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto		Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	Variación %
		Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada					Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)		(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
214 SE 1210 NORTE-NOROESTE	2,362.2	1,625.9	0.0	67.7	668.6		343.6	65.2	0.0	40.0	238.4	(64.3)
215 SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California	161.9	52.9	0.0	31.6	77.4		152.1	25.6	0.0	27.2	99.3	28.3
216 RM CCC Poza Rica	418.0	145.7	0.0	76.4	195.9		0.0	9.4	0.0	7.3	(16.7)	(108.5)
217 RM CCC El Sauz Paquete 1	240.6	0.0		42.2	198.4		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
218 LT Red de Transmisión Asoc al proy de temp abierta y Oax II,III, IV	78.7	51.5	0.0	29.5	(2.4)		156.3	42.1	0.0	28.7	85.5	<-500
219 SLT Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-I y 2	72.5	55.1	0.0	24.6	(7.2)		724.3	27.3	0.0	22.8	674.3	<-500
222 CC CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	8,169.7	5,285.7	0.0	528.6	2,355.4		3,358.6	1,904.5	0.0	324.8	1,129.3	(52.1)
223 LT Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	8.3	6.5	0.0	2.2	(0.4)		34.3	7.5	0.0	2.2	24.7	<-500
225 LT Red de Transmisión y Transformación a la CI Guerrero Negro III	3.2	1.8	0.0	0.9	0.5		0.0	1.7	0.0	0.9	(2.6)	<-500
226 CCI CI Guerrero Negro III	140.2	74.0		20.5	45.7		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
227 CG Los Humeros II	321.0	235.1	0.0	68.7	17.2		248.3	178.1	0.0	45.7	24.5	42.2
228 LT Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	167.9	19.7	0.0	11.9	136.4		24.6	27.7	0.0	11.8	(14.9)	(111.0)
231 SLT 1304 Transmisión y Tranformación del Oriental	24.6	5.1	0.0	3.3	16.2		53.8	13.5	0.0	3.0	37.2	130.2
233 SLT 1303 Transmisión y Transformación del Baja-Noroeste	19.1	9.5	0.0	4.4	5.3		40.3	10.9	0.0	4.0	25.4	383.4
235 CCI Baja California Sur IV	284.0	146.2		35.9	101.9		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
236 CCI Baja California Sur III	429.7	351.9	0.0	94.5	(16.7)		494.6	444.2	0.0	68.1	(17.7)	6.2

CUADRO 10 DE 11

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN 1_/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada				
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
237	LT	1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	59.2	1.1		4.7	53.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
242	SE	1323 DISTRIBUCIÓN SUR	979.8	566.1	0.0	22.0	391.6	127.6	31.9	0.0	5.9	89.8	(77.1)
243	SE	1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO	15.2	10.6	0.0	2.5	2.2	43.0	10.6	0.0	2.1	30.3	500<
244	SE	1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE	2,478.7	1,642.4	0.0	21.7	814.7	173.2	47.0	0.0	11.8	114.4	(86.0)
245	SE	1320 DISTRIBUCION NOROESTE	1,300.1	923.2	0.0	33.9	342.9	66.4	39.2	0.0	12.5	14.7	(95.7)
247	SLT	1404 Subestaciones del Oriente	33.6	12.0	0.0	7.2	14.4	24.6	5.5	0.0	0.9	18.2	26.3
248	SLT	1401 Ses y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste	210.7	95.2	0.0	43.5	71.9	183.4	45.3	0.0	41.0	97.1	35.0
249	SLT	1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	81.4	0.0		8.2	73.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
250	SLT	1402 Cambio de Tensión de LT Culiacán-Los Mochis	92.4	78.5	0.0	23.7	(9.8)	213.6	50.3	0.0	23.2	140.1	<-500
251	SE	1421 DISTRIBUCIÓN SUR	245.5	175.0		34.0	36.5	0.0	5.1	0.0	0.7	(5.8)	(115.9)
252	SE	1403 Compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste-Norte	21.0	15.9	0.0	3.6	1.5	85.4	15.9	0.0	3.0	66.4	500<
253	SE	1420 DISTRIBUCIÓN NORTE	480.9	437.4	0.0	60.6	(17.1)	42.1	9.2	0.0	3.0	29.9	(275.0)
257	CCI	Santa Rosalía II	135.6	80.5		30.4	24.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
259	SE	SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR	1,120.1	534.0		81.8	504.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
260	SE	1520 DISTRIBUCIÓN NORTE	0.0	0.0		0.0	0.0	2.5	1.3	0.0	0.0	1.2	N.A.
261	CCC	Cogeneración Salamanca Fase I	3,903.4	2,901.1		478.1	524.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
262	SLT	1601 Transmisión y Transformación Noroeste-Norte	73.5	32.6	0.0	10.1	30.9	46.3	22.9	0.0	6.3	17.2	(44.3)

CUADRO 11 DE 11

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ _p/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Presupuesto						Ejercido					
Gasto						Gasto					
Nombre del proyecto	Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	Variación %
		Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada				Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
264 CC Centro	1,655.4	1,109.3		357.9	188.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
268 CCI Guerrero Negro IV	61.5	21.7		21.2	18.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
269 LT Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro IV	6.0	0.2		2.9	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
274 SE 1620 Distribución Valle de México	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja-Noine	13.8	0.0		2.5	11.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.

1 / Considera los proyectos que entraron en operación comercial (con terminaciones parciales o totales).

p / Cifras preliminares.

Nota: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

N.A.: No aplica.

500< La variación es mayor a 500 por ciento.

<-500 La variación es mayor a -500 por ciento.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 1 DE 10
FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto		Presupuesto					Ejercido					Variación %
		Ingresos	Gasto			Flujo neto	Ingresos	Gasto			Flujo neto	
			Programable					Programable				
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]		
	TOTAL	79,131.4	50,725.7	0.0	7,123.2	21,282.5	86,127.3	23,009.5	0.0	5,050.1	58,067.7	172.8
1	CG Cerro Prieto IV	217.5	205.2	0.0	13.1	(0.8)	464.7	303.5	0.0	12.5	148.6	<-500
2	CC Chihuahua	1,125.7	1,074.2	0.0	17.1	34.4	3,448.5	1,132.4	0.0	16.9	2,299.2	500<
3	CCI Guerrero Negro II	43.2	35.6	0.0	4.3	3.2	147.3	31.0	0.0	3.8	112.4	500<
4	CC Monterrey II	1,189.5	1,160.3	0.0	30.0	(0.8)	3,652.3	1,174.9	0.0	25.1	2,452.3	<-500
5	CD Puerto San Carlos II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	159.0	0.0	0.0	0.0	159.0	N.A.
6	CC Rosarito III (Unidades 8 y 9)	1,325.7	1,120.5	0.0	222.5	(17.3)	2,099.3	1,308.8	0.0	118.0	672.5	<-500
7	CT Samalayuca II	1,959.9	1,539.6	0.0	428.0	(7.8)	4,619.6	1,810.8	0.0	273.4	2,535.4	<-500
9	LT 211 Cable Submarino	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
10	LT 214 y 215 Sureste - Peninsular	192.9	147.7	0.0	41.0	4.2	450.6	154.4	0.0	40.1	256.1	500<
11	LT 216 y 217 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
12	SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	1,068.7	1,080.4	0.0	79.7	(91.5)	1,097.0	1,046.1	0.0	77.1	(26.1)	(71.4)
13	SE 218 Noroeste	69.3	52.7	0.0	9.8	6.8	107.9	56.6	0.0	8.8	42.5	500<
14	SE 219 Sureste - Peninsular	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
15	SE 220 Oriental - Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
16	SE 221 Occidental	118.6	92.1	0.0	19.6	6.9	326.9	96.7	0.0	18.7	211.4	500<
17	LT 301 Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
18	LT 302 Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
19	LT 303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
20	LT 304 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
21	SE 305 Centro - Oriente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
22	SE 306 Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
23	SE 307 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
24	SE 308 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
25	CG Los Azufres II y Campo Geotérmico	247.7	231.8	0.0	6.9	8.9	951.7	299.7	0.0	6.7	645.3	500<
26	CH Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	277.2	156.9	0.0	17.4	102.9	1,448.5	89.1	0.0	17.0	1,342.3	500<
27	LT 406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	137.9	76.6	0.0	4.0	57.4	1,670.6	49.7	0.0	4.4	1,616.5	500<
28	LT 407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	184.1	150.1	0.0	4.9	29.1	1,626.0	117.6	0.0	4.9	1,503.5	500<
29	LT 408 Naco - Nogales - Área Noroeste	28.2	18.3	0.0	0.1	9.7	66.4	11.0	0.0	0.1	55.3	470.4
30	LT 411 Sistema Nacional	125.8	101.5	0.0	3.9	20.3	366.1	63.1	0.0	3.8	299.2	500<

CUADRO 2 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Programable							
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
31	LT	Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa)	412.5	393.6	0.0	20.5	(1.6)	473.2	214.1	0.0	19.5	239.5	<-500
32	SE	401 Occidental - Central	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
33	SE	402 Oriental - Peninsular	136.9	59.0	0.0	1.5	76.5	754.6	59.6	0.0	1.3	693.7	500<
34	SE	403 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
35	SE	404 Noroeste - Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
36	SE	405 Compensación Alta Tensión	17.7	11.3	0.0	0.1	6.2	97.3	11.1	0.0	0.1	86.1	500<
37	SE	410 Sistema Nacional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
38	CC	El Sauz conversión de TG a CC	1,649.7	1,545.2	0.0	7.0	97.5	3,718.8	503.9	0.0	6.7	3,208.2	500<
39	LT	414 Norte - Occidental	119.6	87.6	0.0	4.8	27.2	410.3	56.9	0.0	5.2	348.2	500<
40	LT	502 Oriental - Norte	31.1	23.3	0.0	2.4	5.5	186.7	24.3	0.0	2.1	160.2	500<
41	LT	506 Saltillo-Cañada	397.4	347.4	0.0	14.5	35.5	1,016.3	181.4	0.0	13.9	821.1	500<
42	LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	372.5	164.0	0.0	30.2	178.3	959.8	87.8	0.0	24.8	847.1	375.2
43	LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	230.1	73.5	0.0	3.9	152.7	771.2	47.0	0.0	3.6	720.6	371.8
44	SE	412 Compensación Norte	40.8	19.8	0.0	0.3	20.6	73.8	16.8	0.0	0.3	56.6	174.3
45	SE	413 Noroeste - Occidental	110.8	93.2	0.0	6.0	11.6	408.9	58.2	0.0	5.9	344.8	500<
46	SE	503 Oriental	40.7	16.8	0.0	0.3	23.6	39.6	15.0	0.0	0.3	24.3	3.1
47	SE	504 Norte - Occidental	82.9	54.0	0.0	2.1	26.8	398.8	52.7	0.0	2.0	344.1	500<
48	CCI	Baja California Sur I	369.4	315.1	0.0	9.0	45.3	524.4	425.1	0.0	9.4	89.9	98.7
49	LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	230.1	186.7	0.0	14.1	29.3	662.4	101.7	0.0	11.5	549.2	500<
50	LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	292.7	211.7	0.0	32.3	48.7	1,174.0	114.4	0.0	28.5	1,031.1	500<
51	LT	612 Subtransmisión Norte - Noreste	53.0	37.6	0.0	5.1	10.3	122.9	34.6	0.0	4.3	84.1	500<
52	LT	613 Subtransmisión Occidental	53.6	34.7	0.0	4.9	14.0	125.5	17.0	0.0	4.6	103.9	500<
53	LT	614 Subtransmisión Oriental	32.4	14.5	0.0	1.7	16.2	80.6	14.0	0.0	1.6	65.0	300.6

CUADRO 3 DE 10
FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Noviembre 2013
(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
54	LT	615 Subtransmisión Peninsular	46.0	37.1	0.0	4.1	4.7	310.0	33.3	0.0	3.4	273.3	500<
55	LT	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	32.2	30.8	0.0	1.7	(0.3)	33.3	32.4	0.0	1.7	(0.8)	183.7
57	LT	1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	41.5	19.1	0.0	4.6	17.8	75.4	15.2	0.0	3.4	56.8	219.1
58	SE	607 Sistema Bajío - Oriental	163.1	133.5	0.0	4.5	25.2	513.9	84.8	0.0	3.9	425.3	500<
59	SE	611 Subtransmisión Baja California - Noroeste	53.2	47.1	0.0	7.6	(1.6)	233.1	42.1	0.0	6.3	184.8	<-500
60	SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	291.1	276.0	0.0	15.9	(0.8)	375.9	415.5	0.0	12.9	(52.5)	500<
61	CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	748.2	745.7	0.0	9.0	(6.5)	1,726.8	866.1	0.0	7.2	853.5	<-500
62	CCC	Pacífico	5,018.1	3,269.6	0.0	301.4	1,447.0	4,929.3	574.4	0.0	292.7	4,062.3	180.7
63	CH	El Cajón	631.0	268.8	0.0	262.3	99.9	437.2	253.8	0.0	223.1	(39.8)	(139.8)
64	LT	Líneas Centro	12.3	10.0	0.0	1.0	1.3	74.9	8.8	0.0	0.8	65.4	500<
65	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	151.9	100.8	0.0	14.3	36.7	174.0	52.4	0.0	11.5	110.1	199.7
66	LT	Red de Transmisión Asociada a Altamira V	179.0	106.3	0.0	22.3	50.4	1,046.7	56.6	0.0	19.3	970.8	500<
67	LT	Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	64.3	28.0	0.0	4.4	31.9	285.9	25.6	0.0	3.9	256.4	500<
68	LT	Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	304.3	111.2	0.0	58.9	134.2	870.8	148.0	0.0	58.1	664.6	395.2
69	LT	707 Enlace Norte-Sur	73.1	60.0	0.0	5.2	7.9	730.0	61.2	0.0	4.6	664.1	500<
70	LT	Riviera Maya	77.5	56.7	0.0	8.0	12.8	243.5	33.7	0.0	7.2	202.7	500<
71	PRR	Presa Reguladora Amata	80.0	35.9	0.0	1.5	42.6	71.4	29.6	0.0	1.2	40.7	(4.4)
72	RM	Adolfo López Mateos	340.6	40.9	0.0	3.5	296.2	607.2	33.8	0.0	2.7	570.8	92.7

CUADRO 4 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Presupuesto							Ejercido					
Gasto							Gasto					
Nombre del proyecto	Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto		Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	Variación %
		Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada					Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)		(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
73 RM Altamira	107.0	54.6	0.0	17.1	35.2		153.5	60.9	0.0	19.1	73.5	108.7
74 RM Botello	20.8	4.1	0.0	0.6	16.1		43.0	0.0	0.0	0.6	42.4	163.4
75 RM Carbón II	75.5	9.9	0.0	1.5	64.1		295.8	2.1	0.0	1.5	292.2	355.9
76 RM Carlos Rodríguez Rivero	107.1	24.9	0.0	3.8	78.3		169.5	21.1	0.0	3.1	145.4	85.5
77 RM Dos Bocas	109.3	9.3	0.0	1.3	98.7		306.7	0.0	0.0	1.4	305.3	209.3
78 RM Emilio Portes Gil	23.3	1.3	0.0	0.0	21.9		37.3	0.3	0.0	0.0	37.0	69.0
79 RM Francisco Pérez Ríos	228.7	164.3	0.0	37.4	26.9		1,047.4	69.3	0.0	31.4	946.7	500<
80 RM Gomez Palacio	81.0	33.2	0.0	5.0	42.8		281.5	29.4	0.0	4.2	247.9	479.7
82 RM Huinalá	8.8	0.8	0.0	0.1	7.9		30.9	0.7	0.0	0.1	30.2	282.7
83 RM Ixtaczoquitlán	3.3	0.6	0.0	0.1	2.7		7.7	0.0	0.0	0.1	7.6	186.6
84 RM José Aceves Pozos (Mazatlán II)	77.1	18.3	0.0	2.9	55.8		278.6	15.8	0.0	2.4	260.4	366.6
87 RM Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	108.3	65.1	0.0	5.6	37.6		694.3	53.9	0.0	4.3	636.2	500<
90 RM CT Puerto Libertad	40.8	17.3	0.0	1.5	22.0		142.4	14.2	0.0	1.1	127.0	477.3
91 RM Punta Prieta	35.5	14.9	0.0	2.3	18.3		145.9	6.6	0.0	2.0	137.3	500<
92 RM Salamanca	69.8	42.8	0.0	4.0	23.0		284.7	35.4	0.0	3.0	246.3	500<
93 RM Tuxpango	39.9	22.2	0.0	2.0	15.7		146.0	8.8	0.0	1.7	135.6	500<
94 RM CT Valle de México	36.8	3.7	0.0	0.5	32.5		82.1	3.8	0.0	0.5	77.8	139.3
95 SE Norte	14.9	12.4	0.0	0.9	1.6		114.0	11.1	0.0	0.7	102.2	500<
98 SE 705 Capacitores	7.4	7.0	0.0	0.4	(0.0)		62.7	6.8	0.0	0.3	55.6	<-500
99 SE 708	87.5	76.9	0.0	5.0	5.6		319.1	47.4	0.0	4.0	267.6	500<
Compensación Dinámicas Oriental - Norte												
100 SLT 701 Occidente - Centro	133.6	108.4	0.0	21.4	3.8		161.2	47.7	0.0	17.3	96.2	500<
101 SLT 702 Sureste - Peninsular	955.3	713.5	0.0	10.6	231.2		230.3	35.6	0.0	9.7	184.9	(20.0)
102 SLT 703 Noreste - Norte	33.7	29.9	0.0	4.7	(0.9)		67.5	27.7	0.0	3.8	36.0	<-500
103 SLT 704 Baja California - Noroeste	11.3	10.4	0.0	0.8	0.1		96.7	9.3	0.0	3.8	83.6	500<
104 SLT 706 Sistemas Norte	1,666.9	247.7	0.0	36.3	1,382.9		979.0	134.8	0.0	26.1	818.2	(40.8)
105 SLT 709 Sistemas Sur	197.0	181.5	0.0	11.9	3.6		746.7	111.9	0.0	9.4	625.4	500<
106 CC Conversión El Encino de TG a CC	280.6	261.7	0.0	23.3	(4.4)		1,831.3	248.9	0.0	19.4	1,563.0	<-500
107 CCI Baja California Sur II	445.0	390.0	0.0	13.8	41.2		536.4	501.1	0.0	11.0	24.3	(40.9)
108 LT 807 Durango 1	57.0	51.0	0.0	6.5	(0.5)		265.1	46.5	0.0	5.1	213.4	<-500
110 RM CCC Tula	70.7	7.3	0.0	1.2	62.2		102.9	6.2	0.0	0.9	95.8	54.1
111 RM CGT Cerro Prieto (US)	61.8	40.6	0.0	24.5	(3.3)		79.1	20.7	0.0	25.2	33.2	<-500

CUADRO 5 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]			
112	RM	CT Carbón II Unidades 2 y 4	64.1	15.4	0.0	1.5	47.2	267.6	5.1	0.0	1.3	261.2	453.4
113	RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	54.5	50.7	0.0	8.3	(4.6)	259.6	42.7	0.0	6.6	210.3	<-500
114	RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	81.1	39.4	0.0	6.0	35.6	371.5	17.3	0.0	5.3	348.9	500<
117	RM	CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	98.2	57.8	0.0	11.4	29.0	731.4	48.8	0.0	9.1	673.5	500<
118	RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	37.2	28.1	0.0	5.1	4.1	218.4	23.6	0.0	4.1	190.8	500<
122	SE	811 Noroeste	22.2	16.1	0.0	2.1	4.0	76.2	14.7	0.0	1.8	59.7	500<
123	SE	812 Golfo Norte	11.1	8.2	0.0	1.1	1.8	20.4	7.3	0.0	0.9	12.2	500<
124	SE	813 División Bajío	110.2	74.6	0.0	15.7	19.9	218.4	64.3	0.0	12.5	141.6	500<
126	SLT	801 Altiplano	181.8	136.5	0.0	18.8	26.5	196.6	78.4	0.0	15.1	103.2	289.6
127	SLT	802 Tamaulipas	155.7	116.5	0.0	18.7	20.5	481.7	69.3	0.0	15.0	397.4	500<
128	SLT	803 NOINE	682.2	98.7	0.0	17.2	566.3	221.5	75.2	0.0	13.7	132.6	(76.6)
130	SLT	806 Bajío	159.2	114.6	0.0	27.1	17.5	86.5	54.0	0.0	23.6	8.9	(49.2)
132	CE	La Venta II	173.4	136.0	0.0	43.4	(6.1)	181.2	84.5	0.0	35.5	61.2	<-500
136	LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	14.5	9.3	0.0	2.3	2.9	26.6	8.2	0.0	1.9	16.5	460.9
138	SE	911 Noreste	18.7	13.3	0.0	2.3	3.2	41.8	12.2	0.0	1.8	27.8	500<
139	SE	912 División Oriente	483.1	302.2	0.0	8.6	172.3	20.8	19.7	0.0	6.7	(5.6)	(103.2)
140	SE	914 División Centro Sur	350.3	277.9	0.0	16.0	56.4	150.7	16.3	0.0	7.2	127.2	125.5
141	SE	915 Occidental	23.2	15.9	0.0	3.7	3.6	68.0	13.3	0.0	2.8	51.9	500<
142	SLT	901 Pacífico	501.5	60.9	0.0	13.5	427.0	150.8	39.2	0.0	10.6	101.1	(76.3)
143	SLT	902 Istmo	154.6	118.4	0.0	22.0	14.1	135.2	63.4	0.0	18.5	53.2	276.6
144	SLT	903 Cabo - Norte	122.8	85.5	0.0	14.2	23.1	125.4	46.6	0.0	11.9	66.8	188.7
146	CH	La Yesca	2,218.1	998.7	0.0	725.3	494.0	479.0	465.7	0.0	850.1	(836.9)	(269.4)
147	CCC	Baja California	840.1	770.5	0.0	96.3	(26.7)	1,159.3	909.4	0.0	107.6	142.3	<-500
148	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	115.2	80.9	0.0	7.1	27.2	297.8	87.1	0.0	5.8	204.9	500<
149	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	175.8	151.1	0.0	20.3	4.3	486.0	169.9	0.0	17.5	298.7	500<
150	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	150.0	134.5	0.0	11.8	3.7	400.3	132.8	0.0	10.3	257.2	500<
151	SE	1006 Central-Sur	465.1	246.1	0.0	13.1	205.9	55.9	14.8	0.0	11.4	29.7	(85.6)
152	SE	1005 Noroeste	109.1	80.9	0.0	21.6	6.6	185.4	48.0	0.0	27.8	109.6	500<
156	RM	Infiernillo	44.2	19.9	0.0	7.2	17.2	36.4	21.3	0.0	7.1	8.0	(53.5)
157	RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 1 y 2	270.3	148.2	0.0	78.7	43.4	833.0	53.8	0.0	80.0	699.2	500<

CUADRO 6 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Inversión Presupuestaria Asociada		Programable			Inversión y Gastos de operación y Mantenimiento		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	No Programable			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	No Programable			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]			
158	RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	43.5	17.0	0.0	2.3	24.2	240.4	14.3	0.0	1.8	224.4	500<
159	RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	7.7	6.4	0.0	1.0	0.3	14.9	5.5	0.0	0.8	8.5	500<
160	RM	CCC Samalayuca II	19.9	1.6	0.0	0.2	18.1	40.2	1.3	0.0	0.2	38.7	114.5
161	RM	CCC El Sauz	51.7	5.5	0.0	1.2	45.1	122.9	2.3	0.0	1.0	119.6	165.3
162	RM	CCC Huinalá II	13.9	2.4	0.0	0.6	10.9	33.5	1.0	0.0	0.5	32.1	194.6
163	SE	1004 Compensación Dinámica Área Central	35.4	27.5	0.0	3.4	4.6	26.8	25.7	0.0	2.7	(1.6)	(135.9)
164	SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	100.6	61.4	0.0	18.5	20.7	159.2	40.6	0.0	17.3	101.3	389.0
165	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	30.1	7.7	0.0	1.8	20.6	220.8	6.6	0.0	1.5	212.8	500<
166	SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste-Sureste	133.1	83.6	0.0	22.1	27.4	176.5	43.8	0.0	19.6	113.1	312.3
167	CC	San Lorenzo conversión de TG a CC	545.2	482.3	0.0	74.3	(11.4)	3,200.8	411.8	0.0	83.3	2,705.7	<-500
168	SLT	1001 Red de Transmisión Baja- Nogales	52.4	46.1	0.0	8.6	(2.3)	602.0	40.3	0.0	6.8	554.9	<-500
170	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	158.5	102.5	0.0	52.0	4.0	98.6	109.2	0.0	52.1	(62.7)	<-500
176	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC Agua Prieta II	210.2	84.1	0.0	26.7	99.4	0.0	24.7	0.0	21.7	(46.3)	(146.6)
177	LT	Red de Transmisión asociada la CE La Venta III	3.7	0.9	0.0	0.6	2.2	34.8	1.2	0.0	0.5	33.0	500<
181	RM	CN Laguna Verde	679.5	352.3	0.0	360.3	(33.2)	2,757.0	347.4	0.0	343.3	2,066.3	<-500
182	RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	48.3	42.3	0.0	10.4	(4.4)	371.6	34.1	0.0	7.9	329.6	<-500
183	RM	CT Punta Prieta Unidad 2	9.6	7.4	0.0	1.8	0.3	61.3	3.1	0.0	1.5	56.7	500<
185	SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	134.9	43.5	0.0	23.5	67.9	137.7	30.6	0.0	3.9	103.3	52.2

CUADRO 7 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercicio					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Programable							
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]	
188	SE	1116 Transformación del Noreste	666.5	220.1	0.0	106.4	339.9	673.8	126.2	0.0	92.8	454.9	33.8
189	SE	1117 Transformación de Guaymas	41.3	23.8	0.0	10.2	7.4	78.3	24.4	0.0	9.4	44.5	500<
190	SE	1120 Noroeste	1,107.5	794.4	0.0	26.4	286.8	185.7	30.4	0.0	19.9	135.3	(52.8)
191	SE	1121 Baja California	22.0	7.2	0.0	2.8	12.0	61.3	7.4	0.0	2.8	51.2	326.5
192	SE	1122 Golfo Norte	1,025.6	684.6	0.0	36.4	304.6	45.3	26.9	0.0	23.9	(5.6)	(101.8)
193	SE	1123 Norte	11.9	8.4	0.0	1.8	1.6	63.8	9.8	0.0	1.7	52.4	500<
194	SE	1124 Bajío Centro	1,937.3	1,274.8	0.0	23.2	639.3	115.9	30.7	0.0	18.4	66.8	(89.5)
195	SE	1125 Distribución	1,631.0	1,138.5	0.0	72.2	420.3	411.4	145.5	0.0	57.2	208.7	(50.4)
197	SE	1127 Sureste	36.5	14.0	0.0	8.7	13.8	64.4	13.5	0.0	7.8	43.1	211.7
198	SE	1128 Centro Sur	1,325.3	621.8	0.0	15.8	687.7	49.2	16.2	0.0	3.4	29.6	(95.7)
199	SE	1129 Compensación Redes	32.9	17.1	0.0	7.3	8.5	76.6	18.9	0.0	7.5	50.3	488.8
200	SLT	1111 Transmisión y Transformación del Cental-Occidental	156.3	72.9	0.0	56.4	26.9	132.3	17.4	0.0	22.9	92.1	241.6
201	SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	339.8	48.5	0.0	24.6	266.6	82.1	41.2	0.0	15.3	25.7	(90.4)
202	SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	212.4	69.0	0.0	54.3	89.1	133.1	54.5	0.0	13.3	65.3	(26.7)
203	SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	65.7	52.7	0.0	14.6	(1.6)	222.7	51.1	0.0	13.6	158.0	<-500
204	SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	987.0	154.3	0.0	81.4	751.3	231.3	90.0	0.0	79.4	61.8	(91.8)
205	SUV	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	291.2	202.3	0.0	64.2	24.7	233.1	237.2	0.0	63.0	(67.2)	(371.4)
206	SE	1206 Conversión a 400 kV de la LT Mazatlán II - La Higuera	95.6	71.3	0.0	30.4	(6.1)	28.7	48.9	0.0	31.6	(51.7)	500<
207	SE	1213 COMPENSACION DE REDES	97.8	67.5	0.0	25.5	4.9	120.8	38.4	0.0	28.1	54.4	500<

CUADRO 8 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable		Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		Programable		Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Ingresos				Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Ingresos				
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]			
208	SE	1205 Compensación Oriental - Peninsular	21.1	11.2	0.0	4.8	5.1	69.0	13.1	0.0	5.6	50.3	500<
209	SE	1212 SUR-PENINSULAR	1,453.9	835.1	0.0	34.7	584.1	156.4	29.2	0.0	16.3	110.9	(81.0)
210	SLT	1204 Conversión a 400 kv a el Área Peninsular	297.5	210.7	0.0	59.6	27.2	964.9	215.5	0.0	63.0	686.5	500<
211	SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental-Sureste	471.2	302.2	0.0	120.7	48.3	932.9	228.8	0.0	88.6	615.5	500<
212	SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	182.7	55.5	0.0	25.4	101.8	230.8	38.9	0.0	24.0	167.9	65.0
213	SE	1211 NORESTE-CENTRAL	1,510.9	899.4	0.0	24.5	587.0	61.3	28.8	0.0	10.3	22.2	(96.2)
214	SE	1210 NORTE-NOROESTE	2,598.4	1,782.5	0.0	69.9	745.9	382.4	66.7	0.0	43.8	271.9	(63.6)
215	SLT	1201 Transmisión y Transformación de Baja California	178.0	53.3	0.0	31.6	93.1	159.9	26.5	0.0	27.2	106.2	14.1
216	RM	CCC Poza Rica	459.8	145.7	0.0	76.4	237.7	0.0	9.4	0.0	7.3	(16.7)	(107.0)
217	RM	CCC El Sauz Paquete 1	264.7	0.0		42.2	222.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
218	LT	Red de Transmisión Asociada al proy de temp abierta y Oax II,III, IV	86.5	51.5	0.0	29.8	5.3	178.0	49.5	0.0	28.9	99.6	500<
219	SLT	Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-I y 2	79.8	55.1	0.0	24.6	0.1	845.2	27.3	0.0	22.8	795.1	500<
222	CC	CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	8,986.6	5,713.8	0.0	528.9	2,743.9	3,587.9	2,182.0	0.0	407.4	998.4	(63.6)
223	LT	Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	9.1	6.5	0.0	2.4	0.2	40.0	7.5	0.0	2.3	30.2	500<
225	LT	Red de Transmisión y Transformación a la CI Guerrero Negro III	3.5	1.8	0.0	0.9	0.8	0.0	1.8	0.0	0.9	(2.6)	(437.3)
226	CCI	CI Guerrero Negro III	154.2	81.4		20.5	52.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
227	CG	Los Humeros II	353.1	238.0	0.0	68.7	46.4	262.7	204.2	0.0	45.7	12.7	(72.6)

CUADRO 9 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN 1_/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]			
228	LT	Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	184.7	19.9	0.0	11.9	152.9	27.4	27.9	0.0	11.8	(12.3)	(108.1)
231	SLT	1304 Transmisión y Transformación del Oriental	27.0	5.2	0.0	3.3	18.5	61.5	14.6	0.0	3.0	43.9	136.7
233	SLT	1303 Transmisión y Transformación del Baja-Noroeste	21.0	9.9	0.0	4.4	6.8	44.1	11.5	0.0	4.0	28.7	323.4
235	CCI	Baja California Sur IV	312.4	160.8		35.9	115.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
236	CCI	Baja California Sur III	472.7	375.3	0.0	94.5	2.9	568.6	525.3	0.0	68.1	(24.7)	<-500
237	LT	1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	65.2	1.3		4.7	59.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
242	SE	1323 DISTRIBUCIÓN SUR	1,077.7	618.2	0.0	22.6	437.0	142.5	33.4	0.0	6.3	102.7	(76.5)
243	SE	1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO	16.8	10.9	0.0	2.7	3.2	48.0	11.0	0.0	2.3	34.7	500<
244	SE	1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE	2,726.6	1,803.1	0.0	22.6	900.8	181.4	48.3	0.0	12.5	120.6	(86.6)
245	SE	1320 DISTRIBUCION NOROESTE	1,430.1	1,012.5	0.0	34.2	383.4	66.4	40.2	0.0	12.7	13.5	(96.5)
247	SLT	1404 Subestaciones del Oriente	37.0	12.0	0.0	7.2	17.8	28.6	6.4	0.0	0.9	21.4	20.4
248	SLT	1401 Ses y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste	231.7	96.1	0.0	43.8	91.8	192.0	47.4	0.0	41.3	103.3	12.6
249	SLT	1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	89.5	0.0		8.2	81.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
250	SLT	1402 Cambio de Tensión de LT Culiacán-Los Mochis	101.6	79.8	0.0	25.1	(3.2)	237.0	52.2	0.0	24.3	160.5	<-500
251	SE	1421 DISTRIBUCIÓN SUR	270.0	188.5		34.0	47.5	0.0	5.6	0.0	0.7	(6.2)	(113.1)

CUADRO 10 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ^{1_}/ ^{p_}/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			No Programable		Programable			No Programable		
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]			
252	SE	1403	23.1	16.4	0.0	3.9	2.8	85.4	16.6	0.0	3.3	65.5	500<
		Compensación											
		Capacitiva de las											
		Áreas Noroeste-											
		Norte											
253	SE	1420	529.0	467.0	0.0	60.6	1.4	48.0	10.0	0.0	3.0	34.9	500<
		DISTRIBUCIÓN											
		NORTE											
257	CCI	Santa Rosalía II	149.2	88.6		30.4	30.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
259	SE	SE 1521	1,232.1	587.4		81.8	563.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
		DISTRIBUCIÓN											
		SUR											
260	SE	1520	0.0	0.0		0.0	0.0	6.5	1.8	0.0	0.0	4.7	N.A.
		DISTRIBUCIÓN											
		NORTE											
261	CCC	Cogeneración	4,293.8	3,191.2		478.1	624.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
		Salamanca Fase I											
262	SLT	1601	80.9	32.8	0.0	10.1	38.0	46.3	23.9	0.0	6.3	16.2	(57.3)
		Transmisión y											
		Transformación											
		Noroeste-Norte											
264	CC	Centro	1,821.0	1,220.2		357.9	242.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
268	CCI	Guerrero Negro	67.7	23.8		21.2	22.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
		IV											
269	LT	Red de	6.6	0.3		2.9	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
		Transmisión											
		Asociada a la CI											
		Guerrero Negro											
		IV											
274	SE	1620	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
		Distribución Valle											
		de México											
294	SLT	1702	15.1	0.0		2.5	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
		Transmisión y											
		Transformación											
		Baía-Noine											

1_ / Considera los proyectos que entraron en operación comercial (con terminaciones parciales o totales).

p_ / Cifras preliminares.

Nota: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

N.A.: No aplica.

500< La variación es mayor a 500 por ciento.

<-500 La variación es mayor a -500 por ciento.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 1 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN ^{1_ / P_ /}

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto		Presupuesto					Ejercido					Variación %
		Gasto					Gasto					
		Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	Ingresos	Programable		No Programable	Flujo neto	
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada				Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada			
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
	TOTAL	86,325.2	55,260.6	0.0	7,431.3	23,633.3	92,531.8	25,730.7	0.0	5,477.1	61,323.9	159.5
1	CG Cerro Prieto IV	237.3	221.4	0.0	13.1	2.8	488.6	326.8	0.0	12.8	149.0	500<
2	CC Chihuahua	1,228.0	1,196.6	0.0	29.2	2.2	3,560.9	1,259.1	0.0	28.9	2,272.9	500<
3	CCI Guerrero Negro II	47.1	35.6	0.0	4.3	7.2	179.6	31.0	0.0	3.8	144.7	500<
4	CC Monterrey II	1,297.6	1,265.8	0.0	30.0	1.9	3,715.0	1,289.8	0.0	25.1	2,400.1	500<
5	CD Puerto San Carlos II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	159.0	0.0	0.0	0.0	159.0	N.A.
6	CC Rosarito III (Unidades 8 y 9)	1,446.2	1,209.4	0.0	233.7	3.2	2,232.6	1,747.0	0.0	233.2	252.5	500<
7	CT Samalayuca II	2,138.0	1,662.5	0.0	429.4	46.1	4,733.2	1,958.0	0.0	291.7	2,483.4	500<
9	LT 211 Cable Submarino	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
10	LT 214 y 215 Sureste - Peninsular	210.4	149.7	0.0	41.3	19.4	450.6	157.9	0.0	40.4	252.2	500<
11	LT 216 y 217 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
12	SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	1,165.8	1,083.4	0.0	79.7	2.8	1,287.1	1,050.8	0.0	77.1	159.2	500<
13	SE 218 Noroeste	75.6	54.7	0.0	10.2	10.8	175.8	59.7	0.0	9.1	107.0	500<
14	SE 219 Sureste - Peninsular	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
15	SE 220 Oriental - Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
16	SE 221 Occidental	129.4	94.7	0.0	19.6	15.1	436.5	100.9	0.0	18.7	316.8	500<
17	LT 301 Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
18	LT 302 Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
19	LT 303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
20	LT 304 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
21	SE 305 Centro - Oriente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
22	SE 306 Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
23	SE 307 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
24	SE 308 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
25	CG Los Azufres II y Campo Geotérmico	270.2	239.3	0.0	6.9	24.0	985.3	337.9	0.0	7.2	640.2	500<
26	CH Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	302.4	207.8	0.0	25.4	69.2	1,522.2	97.1	0.0	25.5	1,399.7	500<
27	LT 406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	150.5	77.7	0.0	4.0	68.7	1,825.8	51.8	0.0	4.6	1,769.3	500<
28	LT 407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	200.8	154.8	0.0	4.9	41.1	1,775.1	125.7	0.0	5.3	1,644.2	500<
29	LT 408 Naco - Nogales - Área Noroeste	30.7	19.5	0.0	0.1	11.1	66.4	11.0	0.0	0.1	55.3	398.8
30	LT 411 Sistema Nacional	137.2	123.9	0.0	3.9	9.4	366.1	66.0	0.0	4.1	296.0	500<

CUADRO 2 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹_/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Ingresos		Programable			Ingresos		
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
31	LT	Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa)	450.0	397.1	0.0	20.5	32.4	518.2	220.1	0.0	20.4	277.6	500<
32	SE	401 Occidental - Central	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
33	SE	402 Oriental - Peninsular	149.4	64.6	0.0	1.6	83.2	802.5	61.2	0.0	1.4	739.9	500<
34	SE	403 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
35	SE	404 Noroeste - Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
36	SE	405 Compensación Alta Tensión	19.3	11.8	0.0	0.1	7.3	97.3	11.1	0.0	0.1	86.1	500<
37	SE	410 Sistema Nacional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
38	CC	El Sauz conversión de TG a CC	1,799.7	1,706.7	0.0	10.4	82.5	3,854.8	542.3	0.0	10.3	3,302.2	500<
39	LT	414 Norte - Occidental	130.5	88.6	0.0	4.8	37.1	466.9	58.7	0.0	5.4	402.8	500<
40	LT	502 Oriental - Norte	34.0	26.3	0.0	2.6	5.0	288.7	27.9	0.0	2.4	258.4	500<
41	LT	506 Saltillo-Cañada	433.5	350.0	0.0	14.5	69.0	1,171.1	185.9	0.0	15.0	970.2	500<
42	LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	406.3	165.9	0.0	30.5	210.0	1,059.7	91.1	0.0	25.1	943.5	349.3
43	LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	251.0	75.0	0.0	3.9	172.1	843.1	49.7	0.0	3.7	789.7	358.8
44	SE	412 Compensación Norte	44.5	20.3	0.0	0.3	23.8	73.8	16.8	0.0	0.3	56.6	137.5
45	SE	413 Noroeste - Occidental	120.9	94.9	0.0	6.0	19.9	493.1	61.0	0.0	6.2	425.9	500<
46	SE	503 Oriental	44.4	17.1	0.0	0.3	27.0	39.6	15.0	0.0	0.3	24.3	(10.0)
47	SE	504 Norte - Occidental	90.4	54.6	0.0	2.1	33.7	427.7	53.7	0.0	2.0	372.0	500<
48	CCI	Baja California Sur I	403.0	358.9	0.0	11.1	33.0	552.5	492.0	0.0	11.8	48.7	47.7
49	LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	251.0	188.8	0.0	17.4	44.8	845.4	105.5	0.0	14.5	725.4	500<
50	LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	319.3	230.3	0.0	34.0	54.9	1,174.0	119.5	0.0	30.9	1,023.6	500<
51	LT	612 Subtransmisión Norte - Noreste	57.8	41.1	0.0	5.7	11.0	209.9	38.4	0.0	4.8	166.8	500<
52	LT	613 Subtransmisión Occidental	58.5	39.8	0.0	5.5	13.2	161.1	17.7	0.0	5.2	138.2	500<

CUADRO 3 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN ^{1_/ P_/}

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Programable							
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
53	LT	614 Subtransmisión Oriental	35.4	22.4	0.0	2.7	10.3	317.6	22.0	0.0	2.6	293.0	500<
54	LT	615 Subtransmisión Peninsular	50.1	37.6	0.0	4.5	8.1	325.8	33.8	0.0	3.7	288.3	500<
55	LT	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	35.2	31.2	0.0	1.7	2.3	36.3	32.9	0.0	1.7	1.7	(27.7)
57	LT	1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	45.2	19.1	0.0	4.6	21.5	80.4	15.3	0.0	3.4	61.7	186.8
58	SE	607 Sistema Bajío - Oriental	178.0	136.8	0.0	4.5	36.7	648.5	89.7	0.0	3.9	554.9	500<
59	SE	611 Subtransmisión Baja California - Noroeste	58.1	47.7	0.0	7.8	2.6	233.1	42.9	0.0	6.4	183.8	500<
60	SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	317.6	296.8	0.0	18.7	2.1	400.3	448.9	0.0	15.2	(63.8)	<-500
61	CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	816.2	804.0	0.0	11.1	1.1	1,801.8	1,059.0	0.0	9.0	733.8	500<
62	CCC	Pacífico	5,474.3	3,484.0	0.0	339.0	1,651.3	5,066.0	609.4	0.0	300.5	4,156.1	151.7
63	CH	El Cajón	688.3	403.7	0.0	322.0	(37.3)	438.6	389.6	0.0	270.0	(220.9)	491.5
64	LT	Líneas Centro	13.4	10.1	0.0	1.1	2.2	82.1	9.0	0.0	0.8	72.3	500<
65	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	165.7	101.7	0.0	14.3	49.6	175.2	54.0	0.0	11.6	109.6	121.0
66	LT	Red de Transmisión Asociada a Altamira V	195.3	117.0	0.0	23.5	54.8	1,143.5	59.3	0.0	20.6	1,063.6	500<
67	LT	Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	70.2	28.1	0.0	4.4	37.6	309.0	25.9	0.0	3.9	279.3	500<
68	LT	Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	332.0	116.4	0.0	61.6	154.0	964.8	155.8	0.0	60.4	748.6	386.1
69	LT	707 Enlace Norte-Sur	79.8	61.5	0.0	5.2	13.0	807.0	64.0	0.0	4.6	738.3	500<
70	LT	Riviera Maya	84.6	57.5	0.0	8.0	19.0	288.1	35.2	0.0	7.3	245.6	500<
71	PRR	Presa Reguladora Amata	87.3	37.6	0.0	1.9	47.8	77.3	31.4	0.0	1.4	44.5	(7.0)
72	RM	Adolfo López Mateos	371.5	40.9	0.0	4.3	326.3	622.6	33.8	0.0	3.3	585.6	79.5
73	RM	Altamira	116.7	54.6	0.0	17.1	44.9	153.5	60.9	0.0	19.1	73.5	63.5
74	RM	Botello	22.6	8.2	0.0	1.0	13.4	44.9	0.0	0.0	1.1	43.7	225.4

CUADRO 4 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P./

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Ingresos		Programable			Ingresos		
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
75	RM	Carbón II	82.3	14.9	0.0	2.1	65.4	309.5	2.1	0.0	2.1	305.3	367.0
76	RM	Carlos Rodríguez Rivero	116.8	24.9	0.0	3.8	88.1	169.5	21.1	0.0	3.1	145.4	65.0
77	RM	Dos Bocas	119.2	18.6	0.0	2.3	98.3	328.4	0.0	0.0	2.6	325.8	231.4
78	RM	Emilio Portes Gil	25.4	1.4	0.0	0.0	23.9	37.6	0.3	0.0	0.0	37.3	56.1
79	RM	Francisco Pérez Ríos	249.5	164.3	0.0	37.4	47.7	1,099.8	69.3	0.0	31.8	998.7	500<
80	RM	Gomez Palacio	88.4	39.4	0.0	5.7	43.3	296.0	35.6	0.0	4.9	255.5	490.2
82	RM	Huinalá	9.6	0.8	0.0	0.1	8.7	30.9	0.7	0.0	0.1	30.2	248.0
83	RM	Ixtaczoquitlán	3.6	1.2	0.0	0.1	2.3	8.0	0.0	0.0	0.2	7.9	241.2
84	RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	84.1	18.3	0.0	2.9	62.8	287.1	15.8	0.0	2.4	268.9	328.1
87	RM	Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	118.1	65.0	0.0	6.9	46.1	713.9	53.9	0.0	5.2	654.8	500<
90	RM	CT Puerto Libertad	44.5	17.3	0.0	1.8	25.4	142.4	14.2	0.0	1.4	126.8	399.7
91	RM	Punta Prieta	38.7	14.9	0.0	2.3	21.6	157.9	6.6	0.0	2.0	149.3	500<
92	RM	Salamanca	76.1	42.8	0.0	4.7	28.6	320.2	35.4	0.0	3.6	281.2	500<
93	RM	Tuxpango	43.5	23.5	0.0	2.6	17.5	152.3	8.8	0.0	2.2	141.4	500<
94	RM	CT Valle de México	40.1	7.5	0.0	0.9	31.7	83.2	7.5	0.0	0.9	74.7	135.7
95	SE	Norte	16.3	12.6	0.0	1.1	2.6	126.2	11.4	0.0	0.9	113.9	500<
98	SE	705 Capacitores	8.1	7.3	0.0	0.5	0.3	74.6	7.2	0.0	0.4	67.0	500<
99	SE	708	95.5	78.7	0.0	6.1	10.7	421.7	50.2	0.0	5.1	366.4	500<
		Compensación Dinámicas Oriental - Norte											
100	SLT	701 Occidente - Centro	145.8	108.7	0.0	21.9	15.2	181.1	48.0	0.0	17.8	115.2	500<
101	SLT	702 Sureste - Peninsular	1,042.2	775.0	0.0	10.6	256.6	240.9	36.0	0.0	9.7	195.2	(23.9)
102	SLT	703 Noreste - Norte	36.8	30.3	0.0	4.7	1.8	67.5	28.4	0.0	3.8	35.2	500<
103	SLT	704 Baja California - Noroeste	12.3	10.5	0.0	1.0	0.8	105.8	9.5	0.0	3.9	92.4	500<
104	SLT	706 Sistemas Norte	1,818.5	249.8	0.0	38.3	1,530.4	1,167.1	139.7	0.0	28.1	999.3	(34.7)
105	SLT	709 Sistemas Sur	214.9	185.5	0.0	14.6	14.7	988.6	118.5	0.0	11.9	858.2	500<
106	CC	Conversión El Encino de TG a CC	306.1	276.7	0.0	24.9	4.5	1,899.9	271.4	0.0	20.7	1,607.8	500<
107	CCI	Baja California Sur II	485.5	417.6	0.0	13.8	54.1	586.6	576.9	0.0	11.0	(1.3)	(102.4)
108	LT	807 Durango 1	62.2	51.6	0.0	6.6	4.0	297.1	47.6	0.0	5.2	244.3	500<
110	RM	CCC Tula	77.1	7.3	0.0	1.2	68.6	107.5	6.2	0.0	0.9	100.3	46.3
111	RM	CGT Cerro Prieto (U 5)	67.5	40.6	0.0	24.5	2.3	84.6	20.7	0.0	25.4	38.6	500<
112	RM	CT Carbón II Unidades 2 y 4	69.9	18.3	0.0	2.1	49.5	271.7	5.1	0.0	1.9	264.8	434.4

CUADRO 5 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Ingresos		Programable			Ingresos		
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	(11=(10-5)/5)			
113	RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	59.4	50.7	0.0	8.3	0.4	264.7	42.7	0.0	6.6	215.4	500<
114	RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	88.5	39.4	0.0	6.0	43.0	377.0	17.3	0.0	5.4	354.4	500<
117	RM	CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	107.1	57.8	0.0	11.4	37.9	738.8	48.8	0.0	9.1	681.0	500<
118	RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	40.6	28.1	0.0	5.1	7.5	224.8	23.6	0.0	4.1	197.1	500<
122	SE	811 Noroeste	24.3	16.3	0.0	2.1	5.8	85.0	15.1	0.0	1.8	68.2	500<
123	SE	812 Golfo Norte	12.1	8.3	0.0	1.1	2.7	20.4	7.4	0.0	0.9	12.1	350.2
124	SE	813 División Bajío	120.2	75.0	0.0	15.7	29.5	236.6	65.0	0.0	12.5	159.1	439.7
126	SLT	801 Altiplano	198.3	138.7	0.0	18.8	40.8	296.2	82.1	0.0	15.1	199.0	387.9
127	SLT	802 Tamaulipas	169.9	118.8	0.0	18.7	32.4	582.8	73.0	0.0	15.1	494.8	500<
128	SLT	803 NOINE	744.2	99.6	0.0	17.7	626.9	221.5	75.3	0.0	14.0	132.2	(78.9)
130	SLT	806 Bajío	173.7	133.6	0.0	29.7	10.3	128.4	56.2	0.0	26.0	46.2	348.5
132	CE	La Venta II	189.1	139.8	0.0	43.4	5.9	186.7	87.9	0.0	35.8	63.1	500<
136	LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	15.8	9.3	0.0	2.4	4.1	29.7	8.3	0.0	2.0	19.4	375.0
138	SE	911 Noreste	20.4	13.4	0.0	2.3	4.7	49.3	12.5	0.0	1.8	35.0	500<
139	SE	912 División Oriente	527.0	327.9	0.0	8.6	190.5	46.9	20.0	0.0	6.7	20.2	(89.4)
140	SE	914 División Centro Sur	382.2	302.5	0.0	16.2	63.4	206.9	18.2	0.0	7.4	181.3	186.0
141	SE	915 Occidental	25.3	15.9	0.0	3.7	5.6	70.6	13.4	0.0	2.8	54.4	500<
142	SLT	901 Pacífico	547.1	61.4	0.0	13.5	472.1	150.8	41.2	0.0	10.8	98.9	(79.1)
143	SLT	902 Istmo	168.6	119.7	0.0	22.0	26.9	164.4	65.7	0.0	18.7	80.0	197.7
144	SLT	903 Cabo - Norte	134.0	86.4	0.0	14.2	33.3	171.7	48.3	0.0	12.0	111.4	234.3
146	CH	La Yesca	2,419.7	1,005.5	0.0	725.3	688.9	483.1	468.7	0.0	850.1	(835.8)	(221.3)
147	CCC	Baja California	916.5	820.1	0.0	96.3	0.0	1,203.9	1,154.1	0.0	107.6	(57.8)	<-500
148	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	125.7	84.8	0.0	7.1	33.8	321.6	91.2	0.0	5.8	224.6	500<
149	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	191.7	159.4	0.0	20.3	12.1	528.1	186.1	0.0	17.7	324.4	500<
150	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	163.7	141.2	0.0	11.8	10.6	435.0	151.2	0.0	10.5	273.4	500<
151	SE	1006 Central-Sur	507.4	274.4	0.0	15.2	217.8	58.2	22.7	0.0	13.5	22.0	(89.9)
152	SE	1005 Noroeste	119.0	81.5	0.0	21.6	15.9	185.4	48.8	0.0	28.0	108.6	500<
156	RM	Infiernillo	48.2	22.6	0.0	7.7	18.0	38.3	23.8	0.0	7.6	6.9	(61.5)
157	RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 1 y 2	294.9	196.3	0.0	85.6	13.0	864.5	86.9	0.0	86.4	691.2	500<
158	RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	47.5	17.0	0.0	2.9	27.6	257.7	14.3	0.0	2.2	241.2	500<

CUADRO 6 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Ingresos		Programable			No Programable		
			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable			
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
159	RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	8.5	6.4	0.0	1.0	1.0	15.9	5.5	0.0	0.8	9.5	500<
160	RM	CCC Samalayuca II	21.7	1.6	0.0	0.2	19.9	41.3	1.3	0.0	0.2	39.8	100.2
161	RM	CCC El Sauz	56.4	5.5	0.0	1.2	49.8	122.9	2.3	0.0	1.0	119.6	140.2
162	RM	CCC Huinalá II	15.2	2.4	0.0	0.6	12.1	34.1	1.0	0.0	0.5	32.7	168.9
163	SE	1004 Compensación Dinámica Área Central	38.7	28.1	0.0	3.4	7.2	89.0	26.6	0.0	2.7	59.7	500<
164	SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	109.7	61.8	0.0	19.6	28.3	159.2	42.3	0.0	18.3	98.6	248.5
165	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	32.8	7.7	0.0	1.8	23.3	234.6	6.6	0.0	1.5	226.5	500<
166	SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste-Sureste	145.2	99.2	0.0	24.0	22.0	176.5	46.5	0.0	21.5	108.5	392.9
167	CC	San Lorenzo conversión de TG a CC	594.7	514.9	0.0	74.3	5.6	3,267.3	440.4	0.0	83.3	2,743.5	500<
168	SLT	1001 Red de Transmisión Baja-Nogales	57.2	46.4	0.0	8.6	2.1	621.8	40.9	0.0	6.8	574.0	500<
170	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	172.9	114.1	0.0	56.7	2.1	101.0	122.1	0.0	56.4	(77.5)	<-500
176	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC Agua Prieta II	229.3	84.8	0.0	26.7	117.9	0.0	49.5	0.0	27.0	(76.4)	(164.9)
177	LT	Red de Transmisión asociada la CE La Venta III	4.0	1.7	0.0	0.7	1.6	40.2	2.1	0.0	0.6	37.5	500<
181	RM	CN Laguna Verde	741.2	352.3	0.0	374.4	14.5	2,860.1	347.4	0.0	354.1	2,158.6	500<
182	RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	52.7	42.3	0.0	10.4	0.1	387.5	34.1	0.0	7.9	345.4	500<
183	RM	CT Punta Prieta Unidad 2	10.4	7.4	0.0	1.8	1.2	62.9	3.1	0.0	1.5	58.3	500<
185	SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	147.2	43.9	0.0	23.9	79.4	156.2	33.0	0.0	4.2	119.0	49.9

CUADRO 7 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto					Ejercido					Variación %
			Gasto				Flujo neto	Gasto				Flujo neto	
			Programable			Programable							
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]	
188	SE	1116 Transformación del Noreste	727.1	221.6	0.0	116.1	389.3	673.8	131.5	0.0	109.1	433.2	11.3
189	SE	1117 Transformación de Guaymas	45.1	24.0	0.0	11.1	10.0	78.3	24.8	0.0	10.2	43.4	335.0
190	SE	1120 Noroeste	1,208.2	862.0	0.0	27.2	319.1	185.7	31.4	0.0	21.2	133.0	(58.3)
191	SE	1121 Baja California	24.0	7.3	0.0	2.9	13.8	68.0	7.6	0.0	2.8	57.6	317.4
192	SE	1122 Golfo Norte	1,118.8	741.8	0.0	36.5	340.5	60.6	27.8	0.0	24.1	8.7	(97.5)
193	SE	1123 Norte	12.9	8.8	0.0	1.9	2.3	82.1	10.3	0.0	1.8	70.0	500<
194	SE	1124 Bajío Centro	2,113.4	1,389.7	0.0	24.7	698.9	115.9	31.3	0.0	19.7	64.9	(90.7)
195	SE	1125 Distribución	1,779.3	1,230.6	0.0	72.3	476.4	411.4	147.6	0.0	57.3	206.5	(56.7)
197	SE	1127 Sureste	39.8	21.7	0.0	9.9	8.3	64.4	20.9	0.0	8.8	34.8	318.8
198	SE	1128 Centro Sur	1,445.8	675.4	0.0	16.2	754.2	49.2	17.0	0.0	3.8	28.4	(96.2)
199	SE	1129 Compensación Redes	35.9	22.0	0.0	7.9	6.0	76.6	23.9	0.0	8.1	44.7	500<
200	SLT	1111 Transmisión y Transformación del Cental-Occidental	170.5	82.2	0.0	58.6	29.7	142.2	19.2	0.0	29.2	93.8	215.9
201	SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	370.7	49.2	0.0	24.6	296.9	82.1	43.2	0.0	15.4	23.4	(92.1)
202	SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	231.7	69.0	0.0	54.3	108.4	218.3	97.6	0.0	22.6	98.1	(9.5)
203	SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	71.6	53.5	0.0	14.6	3.6	244.6	52.6	0.0	13.6	178.4	500<
204	SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	1,076.7	164.6	0.0	83.2	828.9	231.3	93.2	0.0	81.4	56.7	(93.2)
205	SUV	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	317.7	246.3	0.0	70.0	1.4	249.3	253.8	0.0	68.3	(72.7)	<-500
206	SE	1206 Conversión a 400 kV de la LT Mazatlán II - La Higuera	104.3	72.8	0.0	30.4	1.1	104.1	51.4	0.0	31.6	21.1	500<
207	SE	1213 COMPENSACION DE REDES	106.7	73.7	0.0	26.6	6.4	120.8	39.9	0.0	29.2	51.7	500<
208	SE	1205 Compensación Oriental - Peninsular	23.1	11.5	0.0	4.8	6.7	69.0	13.6	0.0	5.6	49.9	500<
209	SE	1212 SUR-PENINSULAR	1,586.1	907.3	0.0	35.3	643.5	156.4	30.9	0.0	17.5	108.0	(83.2)
210	SLT	1204 Conversión a 400 kv a el Área Peninsular	324.6	235.5	0.0	66.1	23.0	964.9	242.4	0.0	68.1	654.5	500<

CUADRO 8 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ¹/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto				Ejercido						Variación %
			Gasto			Flujo neto	Gasto				Flujo neto		
			Programable		Programable								
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada		No Programable	Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada		No Programable	
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
211	SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental-Sureste	514.0	304.6	0.0	124.2	85.2	932.9	232.2	0.0	91.7	608.9	500<
212	SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	199.3	55.9	0.0	26.1	117.3	295.7	40.6	0.0	24.7	230.4	96.4
213	SE	1211 NORESTE-CENTRAL	1,648.2	983.5	0.0	25.1	639.6	76.3	33.9	0.0	10.8	31.6	(95.1)
214	SE	1210 NORTE-NOROESTE	2,834.6	1,934.4	0.0	74.3	825.9	382.4	68.5	0.0	48.3	265.6	(67.8)
215	SLT	1201 Transmisión y Transformación de Baja California	194.2	56.0	0.0	33.3	105.0	260.4	27.5	0.0	30.0	202.9	93.3
216	RM	CCC Poza Rica	501.6	97.1	0.0	76.4	328.1	0.0	9.4	0.0	7.3	(16.7)	(105.1)
217	RM	CCC El Sauz Paquete 1	288.7	0.0		42.2	246.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
218	LT	Red de Transmisión Asoc al proy de temp abierta y Oax II,III, IV	94.4	54.6	0.0	30.5	9.3	199.1	58.0	0.0	29.6	111.4	500<
219	SLT	Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-I y 2	87.1	55.2	0.0	29.1	2.7	1,004.3	27.4	0.0	26.5	950.4	500<
222	CC	CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	9,803.6	6,454.5	0.0	570.5	2,778.6	3,802.9	2,478.8	0.0	444.6	879.6	(68.3)
223	LT	Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	9.9	6.5	0.0	2.6	0.9	45.5	7.6	0.0	2.5	35.4	500<
225	LT	Red de Transmisión y Transformación a la CI Guerrero Negro III	3.8	1.8	0.0	1.1	0.9	0.0	1.8	0.0	1.0	(2.8)	(413.5)
226	CCI	CI Guerrero Negro III	168.2	121.5		20.5	26.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
227	CG	Los Humeros II	385.2	172.2	0.0	68.7	144.4	275.0	228.0	0.0	45.7	1.4	(99.1)
228	LT	Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	201.5	20.1	0.0	11.9	169.5	48.5	28.1	0.0	11.8	8.5	(95.0)
231	SLT	1304 Transmisión y Transformación del Oriental	29.5	9.5	0.0	3.9	16.1	89.8	19.9	0.0	3.5	66.4	311.6
233	SLT	1303 Transmisión y Transformación del Baja-Noroeste	23.0	15.8	0.0	5.2	1.9	44.9	17.6	0.0	4.7	22.6	500<

CUADRO 9 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN 1_/ P_/

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto				Ejercido					Variación %	
			Gasto			Flujo neto	Gasto						
			Programable				Programable						
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada		No Programable	Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable		Flujo neto
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
235	CCI	Baja California Sur IV	340.8	218.8		35.9	86.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
236	CCI	Baja California Sur III	515.7	398.6	0.0	94.5	22.6	624.6	661.9	0.0	81.3	(118.6)	<-500
237	LT	1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	71.1	8.4		4.7	57.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
242	SE	1323 DISTRIBUCIÓN SUR	1,175.7	670.2	0.0	23.2	482.3	142.5	35.1	0.0	6.8	100.6	(79.1)
243	SE	1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO	18.3	11.2	0.0	2.9	4.1	48.0	11.5	0.0	2.5	34.1	500<
244	SE	1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE	2,974.5	1,963.9	0.0	23.6	987.0	190.4	50.0	0.0	13.3	127.0	(87.1)
245	SE	1320 DISTRIBUCION NOROESTE	1,560.1	1,101.8	0.0	35.2	423.1	75.8	47.0	0.0	14.9	13.9	(96.7)
247	SLT	1404 Subestaciones del Oriente	40.4	12.0	0.0	7.2	21.1	37.1	16.1	0.0	2.9	18.2	(14.0)
248	SLT	1401 Ses y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste	252.8	111.5	0.0	46.6	94.7	192.0	49.8	0.0	47.3	94.8	0.1
249	SLT	1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	97.6	0.0	0.0	8.2	89.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
250	SLT	1402 Cambio de Tensión de LT Culiacán-Los Mochis	110.9	81.0		27.9	2.0	237.0	54.5	0.0	26.9	155.6	500<
251	SE	1421 DISTRIBUCIÓN SUR	294.5	202.1		34.0	58.5	16.0	6.1	0.0	0.7	9.3	(84.2)
252	SE	1403 Compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste-Norte	25.2	16.9	0.0	4.2	4.1	85.4	17.5	0.0	3.5	64.4	500<
253	SE	1420 DISTRIBUCIÓN NORTE	577.1	426.4	0.0	60.6	90.2	48.0	14.4	0.0	3.8	29.8	(67.0)
257	CCI	Santa Rosalía II	162.7	131.9		30.4	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
259	SE	SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR	1,344.1	751.9		81.8	510.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
260	SE	1520 DISTRIBUCIÓN NORTE	0.0	0.0		0.0	0.0	23.9	2.4	0.0	0.0	21.5	N.A.

CUADRO 10 DE 10

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA
EN OPERACIÓN ^{1_}/ P_/_

Con base en los artículos 107, fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos a precios de 2013)

Nombre del proyecto			Presupuesto				Ejercido					Variación %	
			Gasto			Flujo neto	Gasto						
			Programable		Ingresos		Programable						
			Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento			Inversión Presupuestaria Asociada	No Programable	Ingresos	Amortizaciones y Gastos de operación y Mantenimiento	Inversión Presupuestaria Asociada		No Programable
			(1)	(2)	(3)	(4)	(5=1-2-3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10=6-7-8-9)	[11=(10-5)/5]
261	CCC	Cogeneración Salamanca Fase I	4,684.1	3,807.2		478.1	398.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
262	SLT	1601 Transmisión y Transformación Noroeste-Norte	88.2	17.9	0.0	10.1	60.3	65.9	31.1	0.0	7.6	27.2	(54.8)
264	CC	Centro	1,986.5	1,331.2		357.9	297.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
268	CCI	Guerrero Negro IV	73.8	39.3		21.2	13.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
269	LT	Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro IV	7.2	4.0		2.9	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	N.A.
274	SE	1620 Distribución Valle de México	0.0	0.0		0.0	0.0	22.3	7.3	0.0	0.0	15.0	N.A.
294	SLT	1702 Transmisión y Transformación Baja-Noine	16.5	4.2		2.5	9.8	2.9	2.0	0.0	0.0	0.9	(91.0)

Nota: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

1_/_ Considera los proyectos que entraron en operación comercial (con terminaciones parciales o totales).

p_/_ Cifras preliminares.

N.A: No aplica.

500< La variación es mayor a 500 por ciento.

<-500 La variación es mayor a -500 por ciento.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN CONDICIONADA EN OPERACIÓN ^{p_/}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento y 23 de la Ley de Ingresos de la Federación 2008

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Octubre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

Nombre del proyecto		Presupuestado				Ejercido				Variación %
		Ingresos	Cargos		Flujo neto	Ingresos	Cargos		Flujo neto	
			Fijos	Variables			Fijos	Variables		
		(1)	(2)	(3)	(4=1-2-3)	(5)	(6)	(7)	(8=5-6-7)	(9=(8-4)/4)
	TOTAL	77,900.1	15,358.9	24,076.1	38,465.1	88,138.2	14,890.9	26,646.9	46,600.4	21.1
1	TRN Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elías Calles	430.2	320.4	69.8	39.9	400.6	320.9	75.8	4.0	(90.1)
2	CC Altamira II	3,391.6	524.8	1,019.3	1,847.5	4,282.9	393.1	1,078.3	2,811.6	52.2
3	CC Bajío	2,913.3	218.5	1,058.8	1,636.0	4,499.8	212.1	1,645.0	2,642.7	61.5
4	CC Campeche	1,446.4	375.3	488.5	582.6	1,294.5	340.7	457.0	496.8	(14.7)
5	CC Hermosillo	1,907.8	481.2	651.6	775.0	2,616.8	464.7	735.1	1,417.1	82.9
6	CT Mérida III	2,975.3	406.9	784.6	1,783.8	2,820.1	389.9	1,219.7	1,210.6	(32.1)
7	CC Monterrey III	2,960.4	543.6	834.9	1,581.9	3,586.6	547.9	894.3	2,144.5	35.6
8	CC Naco-Nogales	1,983.8	449.5	599.2	935.1	2,753.6	392.6	707.3	1,653.7	76.8
9	CC Río Bravo II	3,057.9	722.6	926.2	1,409.1	3,774.2	650.9	1,138.9	1,984.4	40.8
10	CC Mexicali	3,163.6	469.1	890.5	1,804.0	2,223.9	391.3	678.7	1,153.9	(36.0)
11	CC Saltillo	1,661.8	540.0	483.4	638.4	2,095.8	451.1	592.1	1,052.6	64.9
12	CC Tuxpan II	3,417.9	754.2	900.6	1,763.1	3,890.0	744.2	1,073.6	2,072.2	17.5
13	TRN Gasoducto Cd Pemex Valladolid	391.5	276.4	58.9	56.2	304.2	272.8	28.4	3.0	(94.6)
15	CC Altamira III y IV	6,240.8	844.1	1,908.2	3,488.6	6,347.2	983.3	2,248.8	3,115.1	(10.7)
16	CC Chihuahua III	1,970.5	402.2	758.1	810.2	2,250.4	340.9	678.5	1,231.0	51.9
17	CC La Laguna II	3,678.8	936.5	1,098.6	1,643.8	4,512.5	1,046.9	1,263.8	2,201.8	33.9
18	CC Río Bravo III	2,751.9	565.4	766.3	1,420.2	3,196.2	493.1	1,035.3	1,667.8	17.4
19	CC Tuxpan III y IV	6,411.3	1,094.6	2,131.1	3,185.6	7,452.6	1,254.3	2,319.5	3,878.9	21.8
20	CC Altamira V	6,220.6	1,367.8	1,881.2	2,971.7	6,421.2	1,332.9	1,790.4	3,298.0	11.0
21	CC Tamazunchale	6,223.6	1,389.2	1,834.1	3,000.3	5,988.5	1,341.0	1,728.0	2,919.5	(2.7)
24	CC Río Bravo IV	2,766.8	576.5	813.6	1,376.8	3,927.4	552.8	1,052.8	2,321.9	68.6
25	CC Tuxpan V	3,648.1	552.3	745.5	2,350.3	4,295.2	497.5	1,007.4	2,790.2	18.7
26	CC Valladolid III	3,423.7	653.4	1,002.7	1,767.6	3,384.1	633.0	865.6	1,885.5	6.7
28	CCC Norte II	431.0	125.3	221.8	84.0	197.1	0.0	0.0	197.1	134.7
29	CCC Norte	2,577.1	769.2	891.8	916.1	4,107.9	843.0	1,161.5	2,103.4	129.6
31	CE La Venta III	344.9	0.0	322.3	22.6	254.0	0.0	235.2	18.8	(16.6)
33	CE Oaxaca I	327.0	0.0	267.1	59.9	277.9	0.0	207.1	70.8	18.2
34	CE Oaxaca II y CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	1,182.1	0.0	667.3	514.8	982.6	0.0	728.9	253.7	(50.7)

Nota: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

p_/ Cifras preliminares.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

**FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN
CONDICIONADA EN OPERACIÓN ^{p./}**

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento y 23 de la Ley de Ingresos de la Federación 2008

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Noviembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

Nombre del proyecto		Presupuestado				Ejercido				Variación %
		Ingresos	Cargos		Flujo neto	Ingresos	Cargos		Flujo neto	
			Fijos	Variables			Fijos	Variables		
		(1)	(2)	(3)	(4=1-2-3)	(5)	(6)	(7)	(8=5-6-7)	(9=(8-4)/4)
	TOTAL	85,862.6	16,915.9	27,056.3	41,890.4	91,811.0	16,492.7	29,515.1	45,803.3	9.3
1	TRN Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elias Calles	473.2	355.2	77.8	40.2	434.4	347.3	82.7	4.3	(89.3)
2	CC Altamira II	3,730.8	544.7	1,144.3	2,041.9	4,475.2	429.7	1,194.3	2,851.1	39.6
3	CC Bajío	3,204.6	223.6	1,187.2	1,793.7	4,706.3	216.6	1,844.7	2,645.0	47.5
4	CC Campeche	1,591.0	513.1	522.2	555.7	1,346.8	486.1	488.7	372.0	(33.1)
5	CC Hermosillo	2,098.6	524.9	728.0	845.7	2,725.2	508.1	780.7	1,436.3	69.8
6	CT Mérida III	3,272.9	493.0	871.9	1,908.0	3,010.2	405.2	1,346.9	1,258.0	(34.1)
7	CC Monterrey III	3,256.5	556.4	918.9	1,781.2	3,714.2	559.0	957.2	2,198.0	23.4
8	CC Naco-Nogales	2,182.2	487.4	674.6	1,020.2	2,868.2	428.9	784.1	1,655.2	62.2
9	CC Río Bravo II	3,363.7	853.6	1,035.3	1,474.8	3,959.2	776.8	1,254.5	1,928.0	30.7
10	CC Mexicali	3,479.9	479.1	1,007.3	1,993.5	2,339.0	399.6	730.6	1,208.9	(39.4)
11	CC Saltillo	1,828.0	545.5	543.1	739.5	2,188.5	455.7	654.8	1,078.0	45.8
12	CC Tuxpan II	3,759.7	764.9	1,014.7	1,980.1	4,048.6	760.1	1,188.6	2,099.9	6.1
13	TRN Gasoducto Cd Pemex Valladolid	430.6	289.6	64.8	76.2	320.7	286.1	31.4	3.2	(95.8)
15	CC Altamira III y IV	6,864.9	883.5	2,135.4	3,846.0	6,577.8	1,057.7	2,494.3	3,025.8	(21.3)
16	CC Chihuahua III	2,167.5	419.7	856.8	890.9	2,331.3	356.5	735.8	1,238.9	39.1
17	CC La Laguna II	4,046.7	1,030.0	1,224.4	1,792.3	4,676.6	1,166.0	1,390.2	2,120.4	18.3
18	CC Río Bravo III	3,027.1	585.0	907.2	1,534.9	3,312.7	511.4	1,148.5	1,652.8	7.7
19	CC Tuxpan III y IV	7,052.5	1,223.6	2,328.2	3,500.7	7,700.5	1,427.1	2,566.3	3,707.1	5.9
20	CC Altamira V	6,842.7	1,504.5	2,123.6	3,214.6	6,656.3	1,474.0	2,045.5	3,136.8	(2.4)
21	CC Tamazunchale	6,846.0	1,528.2	2,085.7	3,232.0	6,226.7	1,484.1	1,999.8	2,742.8	(15.1)
24	CC Río Bravo IV	3,043.5	606.0	904.2	1,533.4	4,115.3	582.0	1,164.0	2,369.4	54.5
25	CC Tuxpan V	4,012.9	752.5	825.7	2,434.7	4,460.7	731.2	1,131.5	2,598.0	6.7
26	CC Valladolid III	3,766.1	714.0	1,127.4	1,924.7	3,518.5	696.4	947.6	1,874.5	(2.6)
28	CCC Norte II	646.6	187.9	336.9	121.8	209.0	0.0	0.0	209.0	71.6
29	CCC Norte	2,834.8	849.9	1,001.3	983.7	4,291.2	947.0	1,255.4	2,088.7	112.3
31	CE La Venta III	379.4	0.0	360.9	18.5	266.7	0.0	259.9	6.8	(63.2)
33	CE Oaxaca I	359.7	0.0	299.5	60.2	295.7	0.0	226.8	68.9	14.4
34	CE Oaxaca II y CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	1,300.3	0.0	749.0	551.3	1,035.7	0.0	810.1	225.6	(59.1)

Nota: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

p./ Cifras preliminares.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

FLUJO NETO DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN CONDICIONADA EN OPERACIÓN ^{p_/}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento y 23 de la Ley de Ingresos de la Federación 2008

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013)

Nombre del proyecto		Presupuestado				Ejercido				Variación %
		Ingresos	Cargos		Flujo neto	Ingresos	Cargos		Flujo neto	
			Fijos	Variables			Fijos	Variables		
		(1)	(2)	(3)	(4=1-2-3)	(5)	(6)	(7)	(8=5-6-7)	(9=(8-4)/4)
	TOTAL	93,825.0	19,393.7	30,328.5	44,102.7	95,194.0	18,973.6	32,168.9	44,051.5	(0.1)
1	TRN Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elias Calles	516.3	390.4	84.9	41.0	482.1	387.3	90.0	4.8	(88.4)
2	CC Altamira II	4,070.0	566.6	1,298.2	2,205.2	4,631.7	467.2	1,303.6	2,860.9	29.7
3	CC Bajío	3,495.9	230.5	1,342.0	1,923.5	4,880.0	221.7	1,927.3	2,731.0	42.0
4	CC Campeche	1,735.7	541.2	586.7	607.7	1,366.1	522.9	518.0	325.3	(46.5)
5	CC Hermosillo	2,289.4	572.1	839.2	878.0	2,817.3	553.2	857.1	1,407.0	60.2
6	CT Mérida III	3,570.4	510.1	995.0	2,065.3	3,127.0	410.4	1,459.4	1,257.2	(39.1)
7	CC Monterrey III	3,552.5	570.5	1,030.6	1,951.4	3,852.1	569.7	1,026.7	2,255.7	15.6
8	CC Naco-Nogales	2,380.6	528.6	763.6	1,088.4	2,938.0	468.8	859.8	1,609.4	47.9
9	CC Río Bravo II	3,669.5	860.0	1,151.2	1,658.3	4,104.1	783.7	1,365.8	1,954.6	17.9
10	CC Mexicali	3,796.3	743.2	1,113.6	1,939.5	2,418.8	646.1	815.5	957.1	(50.7)
11	CC Saltillo	1,994.2	551.0	586.9	856.3	2,268.6	460.6	713.2	1,094.9	27.9
12	CC Tuxpan II	4,101.5	773.4	1,144.2	2,183.8	4,214.6	774.0	1,282.6	2,158.0	(1.2)
13	TRN Gasoducto Cd Pemex Valladolid	469.8	296.4	70.7	102.7	330.5	292.9	34.3	3.3	(96.8)
15	CC Altamira III y IV	7,489.0	1,374.2	2,382.2	3,732.6	6,732.3	1,549.6	2,723.8	2,458.9	(34.1)
16	CC Chihuahua III	2,364.6	438.3	948.9	977.3	2,396.8	374.5	793.5	1,228.8	25.7
17	CC La Laguna II	4,414.6	1,127.2	1,379.1	1,908.3	4,803.7	1,286.2	1,503.1	2,014.4	5.6
18	CC Río Bravo III	3,302.3	941.9	983.9	1,376.6	3,391.7	847.2	1,260.3	1,284.2	(6.7)
19	CC Tuxpan III y IV	7,693.6	1,370.8	2,635.5	3,687.4	7,867.5	1,615.3	2,798.1	3,454.1	(6.3)
20	CC Altamira V	7,464.8	1,646.2	2,408.8	3,409.8	6,847.0	1,616.3	2,248.4	2,982.3	(12.5)
21	CC Tamazunchale	7,468.4	1,675.0	2,234.3	3,559.1	6,430.9	1,628.2	2,204.0	2,598.7	(27.0)
24	CC Río Bravo IV	3,320.2	933.6	1,006.5	1,380.1	4,265.1	908.7	1,273.9	2,082.5	50.9
25	CC Tuxpan V	4,377.7	795.4	959.2	2,623.1	4,568.9	794.6	1,234.8	2,539.5	(3.2)
26	CC Valladolid III	4,108.4	775.4	1,265.6	2,067.5	3,613.1	758.3	1,032.3	1,822.5	(11.8)
28	CCC Norte II	862.1	250.5	449.0	162.6	723.7	0.0	0.0	723.7	345.2
29	CCC Norte	3,092.5	931.4	1,134.3	1,026.7	4,442.2	1,036.1	1,347.3	2,058.8	100.5
31	CE La Venta III	413.9	0.0	393.3	20.6	284.7	0.0	302.4	(17.7)	(185.8)
33	CE Oaxaca I	392.4	0.0	325.8	66.7	316.5	0.0	261.8	54.7	(17.9)
34	CE Oaxaca II y CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	1,418.5	0.0	815.2	603.4	1,078.9	0.0	932.0	146.9	(75.7)

Nota: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

p_/ Cifras preliminares.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 1 DE 5

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN ^{1/}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1/}

Nombre del Proyecto	Costo de cierre (1)	Amortización ejercida			Pasivo Directo			Pasivo	
		Hasta 2012 (2)	En 2013 (3)	Suma (4=2+3)	Real (5)	Legal (6)	Suma (7=5+6)	Contingente (8=1-4-7)	Total (9=7+8)
Total	205,388.2	96,329.3	10,566.2	106,895.5	0.0	14,460.4	14,460.4	84,032.3	98,492.7
Cierres totales	147,149.7	89,030.7	7,584.1	96,614.9	0.0	9,557.3	9,557.3	40,977.5	50,534.8
1 CG Cerro Prieto IV	1,351.3	1,228.7	27.4	1,256.1	0.0	27.4	27.4	67.8	95.2
2 CC Chihuahua	3,627.0	3,256.6	179.5	3,436.1	0.0	0.0	0.0	190.9	190.9
3 CCI Guerrero Negro II	359.2	305.3	35.9	341.2	0.0	18.0	18.0	0.0	18.0
4 CC Monterrey II	4,329.5	3,562.7	0.0	3,562.7	0.0	766.7	766.7	0.0	766.7
5 CD Puerto San Carlos II	800.4	800.4	0.0	800.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6 CC Rosarito III (Unidades 8 y 9)	4,025.6	2,169.5	145.4	2,314.9	0.0	0.0	0.0	1,710.7	1,710.7
7 CT Samalayuca II	9,169.5	7,473.2	190.9	7,664.1	0.0	216.3	216.3	1,289.1	1,505.4
9 LT 211 Cable Submarino	1,307.9	1,307.9	0.0	1,307.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
10 LT 214 y 215 Sureste - Peninsular	1,734.8	1,335.5	128.1	1,463.6	0.0	139.9	139.9	131.4	271.2
11 LT 216 y 217 Noroeste	1,391.5	1,391.5	0.0	1,391.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12 SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	2,290.7	1,164.5	1,062.4	2,226.9	0.0	63.8	63.8	0.0	63.8
13 SE 218 Noroeste	662.4	562.3	31.8	594.2	0.0	34.8	34.8	33.5	68.3
14 SE 219 Sureste - Peninsular	441.5	441.5	0.0	441.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
15 SE 220 Oriental - Centro	821.8	821.8	0.0	821.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
16 SE 221 Occidental	948.2	695.7	63.9	759.6	0.0	188.6	188.6	0.0	188.6
17 LT 301 Centro	582.5	582.5	0.0	582.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
18 LT 302 Sureste	538.2	538.2	0.0	538.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19 LT 303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	362.0	362.0	0.0	362.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20 LT 304 Noroeste	369.0	369.0	0.0	369.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21 SE 305 Centro - Oriente	477.0	477.0	0.0	477.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22 SE 306 Sureste	588.3	588.3	0.0	588.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23 SE 307 Noreste	318.3	318.3	0.0	318.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24 SE 308 Noroeste	577.1	577.1	0.0	577.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25 CG Los Azufres II y Campo Geotérmico ^{2/}	1,718.5	1,546.1	80.9	1,627.0	0.0	20.5	20.5	71.1	91.5
26 CH Manuel Moreno Torres (2a Etapa) ^{2/}	1,501.4	1,133.5	45.9	1,179.4	0.0	138.5	138.5	183.5	322.0
27 LT 406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	1,594.5	1,497.7	32.3	1,529.9	0.0	32.3	32.3	32.3	64.6
28 LT 407 Red Asociada a Altamira II, III y IV ^{2/}	4,364.4	4,240.9	53.0	4,293.8	0.0	23.5	23.5	47.1	70.6
29 LT 408 Naco - Nogales - Área Noroeste	583.6	578.0	5.5	583.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
30 LT 411 Sistema Nacional ^{2/}	1,722.1	1,624.7	42.5	1,667.2	0.0	12.4	12.4	42.5	54.9
31 LT Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa) ^{2/}	3,603.0	3,118.8	180.1	3,299.0	0.0	123.8	123.8	180.1	304.0
32 SE 401 Occidental - Central	840.8	840.8	0.0	840.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
33 SE 402 Oriental-Peninsular ^{2/}	1,014.6	956.9	48.9	1,005.9	0.0	5.8	5.8	2.9	8.8
34 SE 403 Noreste	948.0	948.0	0.0	948.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35 SE 404 Noroeste - Norte	529.6	529.6	0.0	529.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
36 SE 405 Compensación Alta Tensión	112.3	106.4	5.9	112.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
37 SE 410 Sistema Nacional	2,264.5	2,264.5	0.0	2,264.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
38 CC El Sauz Conversión de TG a CC ^{2/}	1,488.3	1,228.0	68.2	1,296.2	0.0	62.0	62.0	130.2	192.1
39 LT 414 Norte - Occidental	858.8	746.2	42.9	789.2	0.0	34.8	34.8	34.8	69.6
40 LT 502 Oriental - Norte ^{2/}	193.6	152.4	19.4	171.7	0.0	19.4	19.4	2.5	21.8
41 LT 506 Saltillo - Cañada ^{2/}	3,233.9	2,872.7	161.7	3,034.4	0.0	37.8	37.8	161.7	199.5
42 LT Red Asociada de la Central Tamazunchale	1,404.4	871.0	72.6	943.6	0.0	145.2	145.2	315.6	460.8
43 LT Red Asociada de la Central Río Bravo III	572.1	499.3	28.6	527.9	0.0	15.6	15.6	28.6	44.2
44 SE 412 Compensación Norte	287.6	273.3	14.4	287.6	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.0)
45 SE413 Noroeste - Occidental ^{2/}	749.2	616.2	37.5	653.7	0.0	58.1	58.1	37.5	95.5
46 SE 503 Oriental	279.9	265.9	14.0	279.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
47 SE 504 Norte - Occidental ^{2/}	585.8	528.2	47.7	576.0	0.0	9.9	9.9	0.0	9.9
48 CCI Baja California Sur I	732.3	492.7	14.1	506.9	0.0	67.6	67.6	157.9	225.5
49 LT 609 Transmisión Noroeste-Occidental	1,658.8	1,244.1	82.9	1,327.1	0.0	165.9	165.9	165.9	331.8
50 LT 610 Transmisión Noroeste - Norte ^{2/}	1,993.8	1,463.5	83.6	1,547.0	0.0	199.4	199.4	247.4	446.8
51 LT 612 Subtransmisión Norte - Noreste ^{2/}	374.3	256.8	38.1	295.0	0.0	38.1	38.1	41.2	79.3
52 LT 613 Subtransmisión Occidental ^{2/}	359.8	282.5	13.2	295.7	0.0	36.0	36.0	28.1	64.1

CUADRO 2 DE 5

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN ^{2/}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1/}

Nombre del Proyecto	Costo de cierre (1)	Amortización ejercida			Pasivo Directo			Pasivo	
		Hasta 2012 (2)	En 2013 (3)	Suma (4=2+3)	Real (5)	Legal (6)	Suma (7=5+6)	Contingente (8=1-4-7)	Total (9=7+8)
53 LT 614 Subtransmisión Oriental ^{2/}	218.0	164.0	21.8	185.9	0.0	21.8	21.8	10.3	32.1
54 LT 615 Subtransmisión Peninsular	339.8	253.7	34.6	288.3	0.0	34.6	34.6	16.9	51.5
55 LT Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	276.9	235.4	27.7	263.1	0.0	13.8	13.8	0.0	13.8
57 LT 1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	179.9	75.8	18.9	94.7	0.0	18.9	18.9	66.3	85.2
58 SE 607 Sistema Bajío - Oriental ^{2/}	1,019.7	909.5	50.8	960.4	0.0	8.5	8.5	50.8	59.4
59 SE 611 Subtransmisión Baja California Noroeste	396.1	254.0	41.9	295.9	0.0	41.9	41.9	58.3	100.2
60 SUV Suministro de vapor a las Centrales de Cerro Prieto ^{2/}	1,482.4	1,070.6	149.8	1,220.4	0.0	149.8	149.8	112.1	261.9
61 CC Hermosillo Conversión de TG a CC	1,006.7	741.8	53.0	794.8	0.0	106.0	106.0	106.0	211.9
63 CH El Cajón ^{2/}	10,899.1	2,125.3	365.6	2,490.9	0.0	365.6	365.6	8,042.6	8,408.2
64 LT Líneas Centro	87.5	61.8	9.0	70.8	0.0	9.0	9.0	7.7	16.7
65 LT Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	893.3	572.0	45.9	617.9	0.0	91.8	91.8	183.6	275.4
66 LT Red de Transmisión Asociada a Altamira V ^{2/}	980.4	627.4	41.0	668.4	0.0	100.8	100.8	211.2	312.0
67 LT Red de Transmisión Asociada a La Laguna II	267.4	214.0	26.7	240.7	0.0	26.7	26.7	0.0	26.7
68 LT Red de Transmisión Asociada a El Pacífico	1,214.0	188.3	122.5	310.7	0.0	123.3	123.3	780.0	903.2
69 LT 707 Enlace Norte-Sur	434.3	369.1	43.4	412.6	0.0	21.7	21.7	0.0	21.7
70 LT Riviera Maya	485.3	388.2	24.3	412.5	0.0	48.5	48.5	24.3	72.8
71 PRR Presa Reguladora Amata	177.5	133.1	17.8	150.9	0.0	17.8	17.8	8.9	26.6
72 RM Adolfo López Mateos	404.2	300.5	41.5	342.0	0.0	41.5	41.5	20.7	62.2
73 RM Altamira	553.7	166.1	55.4	221.5	0.0	55.4	55.4	276.8	332.2
74 RM Botello	83.0	62.3	0.0	62.3	0.0	8.3	8.3	12.5	20.8
75 RM Carbón II ^{2/}	151.1	115.8	2.5	118.3	0.0	15.1	15.1	17.7	32.8
76 RM Carlos Rodríguez Rivero	245.4	157.0	25.2	182.3	0.0	25.2	25.2	37.9	63.1
77 RM Dos Bocas	188.3	141.3	0.0	141.3	0.0	18.8	18.8	28.3	47.1
78 RM Emilio Portes Gil	3.2	2.7	0.3	3.1	0.0	0.2	0.2	0.0	0.2
79 RM Francisco Pérez Ríos	1,665.8	832.9	83.3	916.2	0.0	166.6	166.6	583.0	749.6
80 RM Gomez Palacio ^{2/}	385.6	258.4	39.9	298.3	0.0	39.9	39.9	47.4	87.3
82 RM Huinalá	7.8	5.8	0.8	6.6	0.0	0.8	0.8	0.4	1.2
83 RM Ixtaczoquitlán	12.0	9.0	0.0	9.0	0.0	1.2	1.2	1.8	3.0
84 RM José Aceves Pozos (Mazatlán II)	176.7	111.6	18.6	130.2	0.0	18.6	18.6	27.9	46.5
87 RM Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	643.4	478.4	66.0	544.4	0.0	66.0	66.0	33.0	99.0
90 RM CT Puerto Libertad	175.7	131.8	17.6	149.4	0.0	17.6	17.6	8.8	26.4
91 RM Punta Prieta	150.6	97.9	7.5	105.4	0.0	15.1	15.1	30.1	45.2
92 RM Salamanca	423.0	310.3	43.4	353.7	0.0	43.4	43.4	25.9	69.3
93 RM Tuxpango ^{2/}	227.1	167.7	10.6	178.3	0.0	23.8	23.8	25.0	48.8
94 RM CT Valle de México	75.7	56.8	7.6	64.4	0.0	7.6	7.6	3.8	11.4
95 SE Norte	100.7	74.2	10.6	84.8	0.0	10.6	10.6	5.3	15.9
98 SE 705 Capacitores	45.5	34.1	4.5	38.7	0.0	4.5	4.5	2.3	6.8
99 SE 708 Compensación Dinámicas Oriental - Norte	586.0	439.5	29.3	468.8	0.0	58.6	58.6	58.6	117.2
100 SLT 701 Occidente - Centro	1,041.1	585.0	53.7	638.7	0.0	107.5	107.5	294.9	402.4
101 SLT 702 Sureste-Peninsular	364.6	183.4	37.1	220.5	0.0	37.1	37.1	107.1	144.2
102 SLT 703 Noreste - Norte	252.2	161.0	25.5	186.5	0.0	25.5	25.5	40.3	65.8
103 SLT 704 Baja California - Noroeste	87.5	64.5	9.2	73.7	0.0	9.2	9.2	4.6	13.8
105 SLT 709 Sistemas Sur	1,326.7	977.6	69.8	1,047.4	0.0	139.7	139.7	139.7	279.3
106 CC Conversión El Encino de TG a CC	974.2	584.5	48.7	633.2	0.0	97.4	97.4	243.5	341.0
107 CCI Baja California Sur II	791.0	483.4	43.9	527.3	0.0	87.9	87.9	175.8	263.7
108 LT 807 Durango I	448.0	295.5	45.1	340.6	0.0	45.1	45.1	62.4	107.4
110 RM CCC Tula	68.7	42.7	7.4	50.1	0.0	7.4	7.4	11.1	18.6
111 RM CGT Cerro Prieto (US)	411.6	123.5	20.6	144.0	0.0	41.2	41.2	226.4	267.5
112 RM CT Carbón II Unidades 2 y 4 ^{2/}	179.0	132.7	6.3	139.0	0.0	18.5	18.5	21.5	40.0
113 RM CT Emilio Portes Gil Unidad 4	468.8	282.7	51.4	334.1	0.0	51.4	51.4	83.3	134.7

CUADRO 3 DE 5

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN ^{P./}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

	Nombre del Proyecto	Costo de cierre (1)	Amortización ejercida			Pasivo Directo			Pasivo	
			Hasta 2012 (2)	En 2013 (3)	Suma (4=2+3)	Real (5)	Legal (6)	Suma (7=5+6)	Contingente (8=1-4-7)	Total (9=7+8)
114	RM CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	399.5	259.7	20.0	279.6	0.0	39.9	39.9	79.9	119.8
117	RM CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	578.0	322.5	58.6	381.0	0.0	58.6	58.6	138.4	197.0
118	RM CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	269.7	156.5	28.4	184.9	0.0	28.4	28.4	56.3	84.8
122	SE 811 Noroeste	141.3	91.8	14.1	106.0	0.0	14.1	14.1	21.2	35.3
123	SE 812 Golfo Norte	69.3	43.8	7.3	51.1	0.0	7.3	7.3	10.9	18.2
124	SE 813 División Bajío	703.6	348.5	71.2	419.8	0.0	71.2	71.2	212.6	283.8
126	SLT 801 Altiplano	1,104.8	683.0	56.7	739.8	0.0	113.5	113.5	251.5	365.0
127	SLT 802 Tamaulipas	931.8	512.5	46.6	559.1	0.0	93.2	93.2	279.5	372.7
130	SLT 806 Bajío	1,199.7	635.9	42.0	677.9	0.0	120.0	120.0	401.8	521.8
132	CE La Venta II	1,427.5	523.4	47.6	571.0	0.0	95.2	95.2	761.4	856.5
136	LT Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	88.9	53.4	8.9	62.3	0.0	8.9	8.9	17.8	26.7
138	SE 911 Noreste	117.1	64.4	11.7	76.1	0.0	11.7	11.7	29.3	41.0
141	SE 915 Occidental	152.0	68.4	15.2	83.6	0.0	15.2	15.2	53.2	68.4
143	SLT 902 Istmo	1,053.2	559.4	52.7	612.1	0.0	105.5	105.5	335.5	441.0
144	SLT 903 Cabo - Norte	723.2	451.7	37.8	489.5	0.0	75.6	75.6	158.1	233.7
147	CCC Baja California	2,279.2	797.7	227.9	1,025.7	0.0	227.9	227.9	1,025.7	1,253.6
148	RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	361.2	209.8	38.7	248.5	0.0	38.7	38.7	74.0	112.7
149	RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	585.5	339.0	30.8	369.8	0.0	61.6	61.6	154.1	215.7
150	RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	619.9	333.5	31.0	364.5	0.0	62.0	62.0	193.4	255.4
152	SE 1005 Noroeste	793.6	253.9	38.5	292.4	0.0	77.0	77.0	424.2	501.2
156	RM Infiernillo	221.0	66.5	22.8	89.3	0.0	22.8	22.8	108.9	131.7
157	RM CT Francisco Pérez Ríos Unidades 1 y 2	1,989.8	596.9	84.9	681.8	0.0	199.0	199.0	1,109.0	1,307.9
158	RM CT Puerto Libertad Unidad 4	172.4	103.4	17.2	120.7	0.0	17.2	17.2	34.5	51.7
159	RM CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	58.8	35.9	6.5	42.5	0.0	6.5	6.5	9.8	16.3
160	RM CCC Samalayuca II	14.2	8.7	1.6	10.2	0.0	1.6	1.6	2.4	3.9
161	RM CCC El Sauz	55.2	29.0	2.8	31.8	0.0	5.5	5.5	18.0	23.5
162	RM CC C Huinala II	24.8	11.2	1.2	12.4	0.0	2.5	2.5	9.9	12.4
163	SE 1004 Compensación Dinámica Área Central	204.6	129.2	21.5	150.7	0.0	21.5	21.5	32.3	53.8
165	LT Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	76.2	34.3	7.6	41.9	0.0	7.6	7.6	26.7	34.3
166	SLT 1002 Compensación y Transmisión Noreste - Sureste	793.3	332.5	26.0	358.5	0.0	80.2	80.2	354.6	434.8
167	CC San Lorenzo Conversión de TG a CC	1,885.0	377.0	62.8	439.8	0.0	125.7	125.7	1,319.5	1,445.1
168	SLT 1001 Red de Transmisión Baja - Nogales	428.4	235.6	42.8	278.5	0.0	42.8	42.8	107.1	149.9
170	LT Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	1,044.4	63.0	104.4	167.5	0.0	104.4	104.4	772.5	877.0
176	LT Red de Transmisión Asociada a la CC Agua Prieta II	470.6	3.4	49.2	52.6	0.0	49.2	49.2	368.8	418.0
177	LT Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta III	16.2	4.8	1.6	6.5	0.0	1.6	1.6	8.1	9.7
181	RM CN Laguna Verde	8,428.6	452.7	357.2	809.9	0.0	1,120.6	1,120.6	6,498.1	7,618.7
182	RM CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	417.8	182.0	42.9	224.8	0.0	42.9	42.9	150.1	193.0
183	RM CT Punta Prieta Unidad 2	75.3	33.9	3.8	37.6	0.0	7.5	7.5	30.1	37.6
189	SE 1117 Transformación de Guaymas	209.8	12.2	21.5	33.7	0.0	21.5	21.5	154.6	176.1
191	SE 1121 Baja California	71.6	11.8	6.2	17.9	0.0	6.2	6.2	47.5	53.6
193	SE 1123 Norte	49.8	10.0	5.0	14.9	0.0	5.0	5.0	29.9	34.8
197	SE 1127 Sureste	208.1	49.2	20.8	70.1	0.0	20.8	20.8	117.2	138.1
199	SE 1129 Compensación Redes	202.7	56.0	18.5	74.4	0.0	18.5	18.5	109.8	128.2
203	SLT 1118 Transmisión y Transformación del Norte	482.1	169.6	43.9	213.4	0.0	43.9	43.9	224.8	268.7
205	SUV Suministro de 970 T/H a las Centrales de Cerro Prieto	1,523.5	450.9	40.4	491.2	0.0	153.9	153.9	878.4	1,032.2

CUADRO 4 DE 5

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN ^{1/-}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1/-}

Nombre del Proyecto	Costo de cierre (1)	Amortización ejercida			Pasivo Directo			Pasivo	
		Hasta 2012 (2)	En 2013 (3)	Suma (4=2+3)	Real (5)	Legal (6)	Suma (7=5+6)	Contingente (8=1-4-7)	Total (9=7+8)
206 SE 1206 Conversión a 400 KV de la LT Mazatlán II - La Higuera	551.0	192.9	27.6	220.4	0.0	55.1	55.1	275.5	330.6
207 SE 1213 COMPENSACION DE REDES	626.9	151.3	26.3	177.6	0.0	63.4	63.4	385.9	449.2
208 SE 1205 Compensación Oriental - Peninsular	122.8	24.6	8.2	32.7	0.0	8.2	8.2	81.9	90.1
210 SLT 1204 Conversión a 400 KV Área Peninsular	1,807.3	352.9	184.4	537.3	0.0	184.4	184.4	1,085.6	1,270.0
218 LT Red de Trans Asoc al proy de temp abierta y Oax. II,III,IV	512.2	113.8	24.5	138.3	0.0	55.3	55.3	318.5	373.8
219 SLT Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-1 y 2	556.3	55.6	27.8	83.4	0.0	55.6	55.6	417.2	472.9
223 LT Red de Transmisión asociada a la CG Los Humeros II	56.6	3.8	6.6	10.4	0.0	6.6	6.6	39.6	46.2
225 LT Red de transmisión asociada a la CI Guerrero Negro III	16.2	2.4	1.6	4.1	0.0	1.6	1.6	10.5	12.2
227 CG Los Humeros II	1,386.9	0.0	73.0	73.0	0.0	146.0	146.0	1,167.9	1,313.9
228 LT Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	255.1	0.0	26.7	26.7	0.0	26.8	26.8	201.5	228.4
233 SLT 1303 Transmisión y Transformación Baja - Noroeste	112.2	28.0	11.2	39.3	0.0	11.2	11.2	61.7	72.9
236 CCI Baja California Sur III	1,201.7	60.1	120.2	180.3	0.0	120.2	120.2	901.3	1,021.5
248 SLT 1401 SE's y LT's de las Áreas Baja California y Noroeste	812.3	56.0	25.7	81.7	0.0	82.7	82.7	647.8	730.5
250 SLT 1402 Cambio de Tensión de la LT Culiacán - Los Mochis	586.0	41.9	32.9	74.8	0.0	65.8	65.8	445.5	511.2
252 SE 1403 compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste - Norte	103.5	16.3	10.9	27.2	0.0	10.9	10.9	65.4	76.3
Cierres Parciales	58,238.5	7,298.6	2,982.1	10,280.7	0.0	4,903.1	4,903.1	43,054.7	47,957.8
62 CCC Pacífico ^{2/-}	7,993.5	2,311.0	462.2	2,773.2	0.0	924.4	924.4	4,296.0	5,220.4
104 SLT 706 Sistemas- Norte	2,276.3	1,400.4	114.1	1,514.6	0.0	228.3	228.3	533.5	761.7
128 SLT 803 NOINE	868.9	484.8	89.8	574.7	0.0	89.8	89.8	204.4	294.3
139 SE 912 División Oriente	156.5	57.6	16.5	74.1	0.0	16.5	16.5	66.0	82.5
140 SE 914 División Centro Sur	171.0	33.3	12.7	46.0	0.0	12.7	12.7	112.2	125.0
142 SLT 901 Pacífico	545.1	239.5	28.2	267.7	0.0	56.5	56.5	220.9	277.4
146 CH La Yesca	15,551.7	0.0	454.2	454.2	0.0	666.7	666.7	14,430.8	15,097.5
151 SE 1006 Central-Sur	202.8	14.6	20.3	34.9	0.0	20.3	20.3	147.6	167.9
164 SE 1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	510.5	39.6	27.9	67.5	0.0	55.8	55.8	387.2	443.0
185 SE 1110 Compensación Capacitiva del Norte	107.0	16.9	11.3	28.1	0.0	11.3	11.3	67.6	78.9
188 SE 1116 Transformación del Noreste	2,298.2	333.0	87.2	420.3	0.0	237.1	237.1	1,640.8	1,877.9
190 SE 1120 Noroeste	545.9	80.4	23.5	103.8	0.0	56.2	56.2	385.9	442.1
192 SE 1122 Golfo Norte	391.4	100.4	19.5	119.9	0.0	40.0	40.0	231.5	271.5
194 SE 1124 Bajío Centro	512.8	58.5	26.9	85.3	0.0	53.7	53.7	373.8	427.5
195 SE 1125 Distribución	1,265.2	250.1	128.4	378.5	0.0	128.4	128.4	758.3	886.7
198 SE 1128 Centro Sur	262.5	9.1	9.1	18.1	0.0	27.7	27.7	216.7	244.4
200 SLT 1111 Transmisión y Transformación del Central - Occidente	850.0	11.7	2.2	13.9	0.0	87.3	87.3	748.8	836.1
201 SLT 1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	422.2	126.7	21.1	147.8	0.0	42.2	42.2	232.2	274.4
202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental	1,193.7	0.0	69.9	69.9	0.0	127.2	127.2	996.6	1,123.8
204 SLT 1119 Transmisión y Transformación del Sureste	1,392.4	309.3	66.1	375.3	0.0	150.1	150.1	866.9	1,017.0
209 SE 1212 SUR - PENINSULAR	496.3	53.3	16.1	69.4	0.0	50.5	50.5	376.3	426.9
211 SLT 1203 Transmisión y Transformación Oriental - Sureste	2,264.6	395.0	229.6	624.6	0.0	229.6	229.6	1,410.5	1,640.1
212 SE 1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	479.8	91.9	26.0	117.9	0.0	52.0	52.0	310.0	362.0

CUADRO 5 DE 5

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO DE INVERSIÓN DIRECTA EN OPERACIÓN ^{p_/}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1_/}

	Nombre del Proyecto	Costo de cierre (1)	Amortización ejercida			Pasivo Directo			Pasivo	
			Hasta 2012 (2)	En 2013 (3)	Suma (4=2+3)	Real (5)	Legal (6)	Suma (7=5+6)	Contingente (8=1-4-7)	Total (9=7+8)
213	SE 1211 NORESTE - CENTRAL	318.0	21.2	20.2	41.4	0.0	31.8	31.8	244.7	276.5
214	SE 1210 NORTE - NOROESTE	1,126.6	160.3	56.8	217.1	0.0	117.9	117.9	791.5	909.5
215	SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California	504.5	86.0	18.9	104.9	0.0	52.3	52.3	347.4	399.6
216	RM CCC Poza Rica	179.6	0.0	9.5	9.5	0.0	18.9	18.9	151.3	170.2
222	CC CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2 ^{2_/}	13,606.1	481.0	762.1	1,243.2	0.0	1,134.6	1,134.6	11,228.3	12,362.9
231	SLT 1304 Transmisión y Transformación del Oriental	83.9	21.0	8.4	29.4	0.0	8.4	8.4	46.2	54.6
242	SE 1323 DISTRIBUCIÓN SUR	188.5	20.9	20.9	41.9	0.0	20.9	20.9	125.7	146.6
243	SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO	68.3	7.6	7.6	15.2	0.0	7.6	7.6	45.5	53.1
244	SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE	400.2	64.9	36.5	101.5	0.0	40.1	40.1	258.7	298.8
245	SE 1320 DISTRIBUCIÓN NOROESTE	409.4	18.7	34.8	53.4	0.0	43.3	43.3	312.7	356.0
247	SLT 1404 Subestaciones del Oriente	171.1	0.0	9.9	9.9	0.0	19.0	19.0	142.3	161.2
251	SE 1421 DISTRIBUCIÓN SUR	82.0	0.0	4.1	4.1	0.0	8.2	8.2	69.7	77.9
253	SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE	66.8	0.0	7.0	7.0	0.0	7.0	7.0	52.8	59.8
260	SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE	8.2	0.0	0.4	0.4	0.0	0.8	0.8	7.0	7.8
262	SLT 1601 Transmisión y Transformación Noroeste-Norte	211.2	0.0	22.2	22.2	0.0	22.2	22.2	166.8	189.0
274	SE 1620 DISTRIBUCIÓN VALLE DE MEXICO	11.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.2	10.3	11.5
294	SLT 1702 TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN BAJA - NOINE	44.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	4.6	39.4	44.0

Notas: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

La información correspondiente a amortización ejercida hasta 2012 difiere con lo reportado al cierre de 2012, debido a que se modificó la metodología de dolarización para que la información sea consistente con las tablas de amortización originales.

p_/ Cifras preliminares.

1_/ El tipo de cambio utilizado para la presentación de la información en pesos es de \$13.0765 el cual corresponde al cierre de diciembre de 2013.

2_/ Proyectos financiados en pesos y en dólares de Estados Unidos de América.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 1 DE 6

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN FINANCIADA Y CONDICIONADA RESPECTO A SU COSTO TOTAL ADJUDICADOS, EN CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN ^{1/}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1/}

Nombre del Proyecto	Costo total estimado			Monto Contratado	Comprometido al periodo		Montos comprometidos por etapas	
	PEF 2012	PEF 2013	Variación %		Monto	% Respecto PEF 2013	Proyectos adjudicados y/o en construcción	Proyectos en operación
	(1)	(2)	(3=2/1)	(4)	(5=7+8)	(6=5/2)	(7)	(8)
Total	404,632.5	405,400.3	0.2	377,497.6	242,761.5	59.9	68,246.4	174,515.1
Inversión directa	281,392.3	282,160.1	0.3	255,141.3	159,423.1	56.5	60,930.4	98,492.7
1 CG Cerro Prieto IV	1,351.3	1,351.3	0.0	1,351.3	95.2	7.0	0.0	95.2
2 CC Chihuahua	3,627.0	3,627.0	0.0	3,627.0	190.9	5.3	0.0	190.9
3 CCI Guerrero Negro II	359.2	359.2	0.0	359.2	18.0	5.0	0.0	18.0
4 CC Monterrey II	4,329.5	4,329.5	0.0	4,329.5	766.7	17.7	0.0	766.7
5 CD Puerto San Carlos II	801.2	801.2	0.0	801.2	0.0	0.0	0.0	0.0
6 CC Rosarito III (Unidades 8 y 9)	4,025.6	4,025.6	0.0	4,025.6	1,710.7	42.5	0.0	1,710.7
7 CT Samalayuca II	9,169.5	9,169.5	0.0	9,169.5	1,505.4	16.4	0.0	1,505.4
9 LT 211 Cable Submarino	1,307.9	1,307.9	0.0	1,307.9	0.0	0.0	0.0	0.0
10 LT 214 y 215 Sureste-Peninsular	1,734.8	1,734.8	0.0	1,734.8	271.2	15.6	0.0	271.2
11 LT 216 y 217 Noroeste	1,391.5	1,391.5	0.0	1,391.5	0.0	0.0	0.0	0.0
12 SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	2,290.7	2,290.7	0.0	2,290.7	63.8	2.8	0.0	63.8
13 SE 218 Noroeste	662.4	662.4	0.0	662.4	68.3	10.3	0.0	68.3
14 SE 219 Sureste - Peninsular	441.5	441.5	0.0	441.5	0.0	0.0	0.0	0.0
15 SE 220 Oriental - Centro	821.8	821.8	0.0	821.8	0.0	0.0	0.0	0.0
16 SE 221 Occidental	948.2	948.2	0.0	948.2	188.6	19.9	0.0	188.6
17 LT 301 Centro	582.5	582.5	0.0	582.5	0.0	0.0	0.0	0.0
18 LT 302 Sureste	538.2	538.2	0.0	538.2	0.0	0.0	0.0	0.0
19 LT 303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	362.0	362.0	0.0	362.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20 LT 304 Noroeste	369.0	369.0	0.0	369.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21 SE 305 Centro-Oriente	477.0	477.0	0.0	477.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22 SE 306 Sureste	588.3	588.3	0.0	588.3	0.0	0.0	0.0	0.0
23 SE 307 Noreste	318.3	318.3	0.0	318.3	0.0	0.0	0.0	0.0
24 SE 308 Noroeste	577.1	577.1	0.0	577.1	0.0	0.0	0.0	0.0
25 CG Los Azufres II y Campo Geotérmico ^{2/}	1,718.5	1,718.5	0.0	1,718.5	91.5	5.3	0.0	91.5
26 CH Manuel Moreno Torres (2a Etapa) ^{2/}	1,501.4	1,501.4	0.0	1,501.4	322.0	21.4	0.0	322.0
27 LT 406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	1,594.5	1,594.5	0.0	1,594.5	64.6	4.0	0.0	64.6
28 LT 407 Red Asociada a Altamira II, III y IV ^{2/}	4,364.4	4,364.4	0.0	4,364.4	70.6	1.6	0.0	70.6
29 LT 408 Naco-Nogales - Área Noroeste	583.6	583.6	0.0	583.6	0.0	0.0	0.0	0.0
30 LT 411 Sistema Nacional ^{2/}	1,722.1	1,722.1	0.0	1,722.1	54.9	3.2	0.0	54.9
31 LT Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa) ^{2/}	3,603.0	3,603.0	0.0	3,603.0	304.0	8.4	0.0	304.0
32 SE 401 Occidental - Central	840.8	840.8	0.0	840.8	0.0	0.0	0.0	0.0
33 SE 402 Oriental - Peninsular ^{2/}	1,014.6	1,014.6	0.0	1,014.6	8.8	0.9	0.0	8.8
34 SE 403 Noreste	948.0	948.0	0.0	948.0	0.0	0.0	0.0	0.0
35 SE 404 Noroeste-Norte	529.6	529.6	0.0	529.6	0.0	0.0	0.0	0.0
36 SE 405 Compensación Alta Tensión	112.3	112.3	0.0	112.3	0.0	0.0	0.0	0.0
37 SE 410 Sistema Nacional	2,264.5	2,264.5	0.0	2,264.5	0.0	0.0	0.0	0.0
38 CC El Sauz Conversión de TG a CC ^{2/}	1,488.3	1,488.3	0.0	1,488.3	192.1	12.9	0.0	192.1
39 LT 414 Norte-Occidental	858.8	858.8	0.0	858.8	69.6	8.1	0.0	69.6
40 LT 502 Oriental - Norte ^{2/}	193.6	193.6	0.0	193.6	21.8	11.3	0.0	21.8
41 LT 506 Saltillo - Cañada ^{2/}	3,233.9	3,233.9	0.0	3,233.9	199.5	6.2	0.0	199.5
42 LT Red Asociada de la Central Tamazunchale	1,404.4	1,404.4	0.0	1,404.4	460.8	32.8	0.0	460.8
43 LT Red Asociada de la Central Río Bravo III	572.1	572.1	0.0	572.1	44.2	7.7	0.0	44.2
44 SE 412 Compensación Norte	287.6	287.6	0.0	287.6	0.0	0.0	0.0	0.0
45 SE 413 Noroeste - Occidental ^{2/}	749.2	749.2	0.0	749.2	95.5	12.7	0.0	95.5
46 SE 503 Oriental	279.9	279.9	0.0	279.9	0.0	0.0	0.0	0.0
47 SE 504 Norte - Occidental ^{2/}	585.8	585.8	0.0	585.8	9.9	1.7	0.0	9.9
48 CCI Baja California Sur I	732.3	732.3	0.0	732.3	225.5	30.8	0.0	225.5
49 LT 609 Transmisión Noroeste - Occidental	1,658.8	1,658.8	0.0	1,658.8	331.8	20.0	0.0	331.8

CUADRO 2 DE 6

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN FINANCIADA Y CONDICIONADA RESPECTO A SU COSTO TOTAL
ADJUDICADOS, EN CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN ^{p./}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

Nombre del Proyecto			Costo total estimado			Monto Contratado	Comprometido al periodo		Montos comprometidos por etapas	
			PEF 2012	PEF 2013	Variación %		Monto	% Respecto PEF 2013	Proyectos adjudicados y/o en construcción	Proyectos en operación
			(1)	(2)	(3=2/1)	(4)	(5=7+8)	(6=5/2)	(7)	(8)
50	LT	610 Transmisión Noroeste - Norte ^{2./}	1,993.8	1,993.8	0.0	1,993.8	446.8	22.4	0.0	446.8
51	LT	612 Subtransmisión Norte - Noreste ^{2./}	374.3	374.3	0.0	374.3	79.3	21.2	0.0	79.3
52	LT	613 Subtransmisión Occidental ^{2./}	359.8	359.8	0.0	359.8	64.1	17.8	0.0	64.1
53	LT	614 Subtransmisión Oriental ^{2./}	218.0	218.0	0.0	218.0	32.1	14.7	0.0	32.1
54	LT	615 Subtransmisión Peninsular	340.2	340.2	0.0	340.2	51.5	15.1	0.0	51.5
55	LT	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I ^{2./}	276.9	276.9	0.0	276.9	13.8	5.0	0.0	13.8
57	LT	1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	179.9	179.9	0.0	179.9	85.2	47.4	0.0	85.2
58	SE	607 Sistema Bajío - Oriental ^{2./}	1,019.7	1,019.7	0.0	1,019.7	59.4	5.8	0.0	59.4
59	SE	611 Subtransmisión Baja California-Noroeste	396.1	396.1	0.0	396.1	100.2	25.3	0.0	100.2
60	SUV	Suministro de Vapor a las centrales de Cerro Prieto ^{2./}	1,481.2	1,481.2	0.0	1,481.2	261.9	17.7	0.0	261.9
61	CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	1,006.7	1,006.7	0.0	1,006.7	211.9	21.1	0.0	211.9
62	CCC	Pacífico	11,243.0	11,243.0	0.0	7,993.5	7,993.5	71.1	2,773.2	5,220.4
63	CH	El Cajón ^{2./}	10,899.1	10,899.1	0.0	10,899.1	8,408.2	77.1	0.0	8,408.2
64	LT	Líneas Centro	87.5	87.5	0.0	87.5	16.7	19.1	0.0	16.7
65	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	893.3	893.3	0.0	893.3	275.4	30.8	0.0	275.4
66	LT	Red de Transmisión Asociada a Altamira V ^{2./}	980.4	980.4	0.0	980.4	312.0	31.8	0.0	312.0
67	LT	Red de Transmisión Asociada a La Laguna II	267.4	267.4	0.0	267.4	26.7	10.0	0.0	26.7
68	LT	Red de Transmisión Asociada a el Pacifico ^{5./}	1,019.4	1,220.0	19.7	1,109.5	1,109.5	90.9	206.2	903.2
69	LT	707 Enlace Norte - Sur	434.3	434.3	0.0	434.3	21.7	5.0	0.0	21.7
70	LT	Riviera Maya	485.3	485.3	0.0	485.3	72.8	15.0	0.0	72.8
71	PR	Presa Reguladora Amata	177.5	177.5	0.0	177.5	26.6	15.0	0.0	26.6
72	RM	Adolfo López Mateos	404.2	404.2	0.0	404.2	62.2	15.4	0.0	62.2
73	RM	Altamira	553.7	553.7	0.0	553.7	332.2	60.0	0.0	332.2
74	RM	Botello	83.0	83.0	0.0	83.0	20.8	25.0	0.0	20.8
75	RM	Carbón II ^{2./}	151.1	151.1	0.0	151.1	32.8	21.7	0.0	32.8
76	RM	Carlos Rodríguez Rivero	245.4	245.4	0.0	245.4	63.1	25.7	0.0	63.1
77	RM	Dos Bocas	188.3	188.3	0.0	188.3	47.1	25.0	0.0	47.1
78	RM	Emilio Portes Gil	3.2	3.2	0.0	3.2	0.2	5.0	0.0	0.2
79	RM	Francisco Pérez Ríos	1,665.8	1,665.8	0.0	1,665.8	749.6	45.0	0.0	749.6
80	RM	Gómez Palacio ^{2./}	385.6	385.6	0.0	385.6	87.3	22.6	0.0	87.3
82	RM	Huinala	7.8	7.8	0.0	7.8	1.2	15.8	0.0	1.2
83	RM	Ixtaczoquitlán	12.0	12.0	0.0	12.0	3.0	25.0	0.0	3.0
84	RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	176.7	176.7	0.0	176.7	46.5	26.3	0.0	46.5
87	RM	Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	643.4	643.4	0.0	643.4	99.0	15.4	0.0	99.0
90	RM	CT Puerto Libertad	175.7	175.7	0.0	175.7	26.4	15.0	0.0	26.4
91	RM	Punta Prieta	150.6	150.6	0.0	150.6	45.2	30.0	0.0	45.2
92	RM	Salamanca	423.0	423.0	0.0	423.0	69.3	16.4	0.0	69.3
93	RM	Tuxpango ^{2./}	227.1	227.1	0.0	227.1	48.8	21.5	0.0	48.8
94	RM	CT Valle de México	75.7	75.7	0.0	75.7	11.4	15.0	0.0	11.4
95	SE	Norte	100.7	100.7	0.0	100.7	15.9	15.8	0.0	15.9
98	SE	705 Capacitores	45.5	45.5	0.0	45.5	6.8	15.0	0.0	6.8
99	SE	708 Compensación Dinámicas Oriental - Norte	586.0	586.0	0.0	586.0	117.2	20.0	0.0	117.2
100	SLT	701 Occidente - Centro	1,049.6	1,041.1	(0.8)	1,041.1	402.4	38.6	0.0	402.4
101	SLT	702 Sureste - Peninsular	364.6	364.6	0.0	364.6	144.2	39.5	0.0	144.2

CUADRO 3 DE 6

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN FINANCIADA Y CONDICIONADA RESPECTO A SU COSTO TOTAL
ADJUDICADOS, EN CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN ^{1/-}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1/-}

Nombre del Proyecto			Costo total estimado			Comprometido al periodo		Montos comprometidos por etapas		
			PEF 2012	PEF 2013	Variación %	Monto Contratado	Monto	% Respecto PEF 2013	Proyectos adjudicados y/o en construcción	Proyectos en operación
(1)	(2)	(3=2/1)	(4)	(5=7+8)	(6=5/2)	(7)	(8)			
102	SLT	703 Noreste - Norte	252.2	252.2	0.0	252.2	65.8	26.1	0.0	65.8
103	SLT	704 Baja California-Noroeste	87.5	87.5	0.0	87.5	13.8	15.8	0.0	13.8
104	SLT	706 Sistemas Norte	2,964.1	2,964.1	0.0	2,163.5	2,163.5	73.0	1,401.8	761.7
105	SLT	709 Sistemas Sur	1,326.7	1,326.7	0.0	1,326.7	279.3	21.1	0.0	279.3
106	CC	Conversión El Encino de TG a CC	974.2	974.2	0.0	974.2	341.0	35.0	0.0	341.0
107	CCI	Baja California Sur II	791.0	791.0	0.0	791.0	263.7	33.3	0.0	263.7
108	LT	807 Durango I	448.0	448.0	0.0	448.0	107.4	24.0	0.0	107.4
110	RM	CCC Tula	68.7	68.7	0.0	68.7	18.6	27.0	0.0	18.6
111	RM	CGT Cerro Prieto (U5)	411.6	411.6	0.0	411.6	267.5	65.0	0.0	267.5
112	RM	CT Carbón II Unidades 2 y 4 2/	179.0	179.0	0.0	179.0	40.0	22.3	0.0	40.0
113	RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	468.8	468.8	0.0	468.8	134.7	28.7	0.0	134.7
114	RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	399.5	399.5	0.0	399.5	119.8	30.0	0.0	119.8
117	RM	CT Presidente Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	578.0	578.0	0.0	578.0	197.0	34.1	0.0	197.0
118	RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	269.7	269.7	0.0	269.7	84.8	31.4	0.0	84.8
122	SE	811 Noroeste	141.3	141.3	0.0	141.3	35.3	25.0	0.0	35.3
123	SE	812 Golfo Norte	69.3	69.3	0.0	69.3	18.2	26.3	0.0	18.2
124	SE	813 División Bajío	703.6	703.6	0.0	703.6	283.8	40.3	0.0	283.8
126	SLT	801 Altiplano	1,105.1	1,105.1	0.0	1,105.1	365.0	33.0	0.0	365.0
127	SLT	802 Tamaulipas	931.8	931.8	0.0	931.8	372.7	40.0	0.0	372.7
128	SLT	803 NOINE	1,526.7	1,526.7	0.0	885.9	885.9	58.0	591.7	294.3
130	SLT	806 Bajío	1,199.9	1,199.9	0.0	1,199.9	521.8	43.5	0.0	521.8
132	CE	La Venta II	1,427.5	1,427.5	0.0	1,427.5	856.5	60.0	0.0	856.5
136	LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	88.9	88.9	0.0	88.9	26.7	30.0	0.0	26.7
138	SE	911 Noreste	117.1	117.1	0.0	117.1	41.0	35.0	0.0	41.0
139	SE	912 División Oriente	210.2	210.2	0.0	156.5	156.5	74.5	74.1	82.5
140	SE	914 División Centro Sur	407.8	407.8	0.0	171.0	171.0	41.9	46.0	125.0
141	SE	915 Occidental	152.0	152.0	0.0	152.0	68.4	45.0	0.0	68.4
142	SLT	901 Pacífico	1,087.7	1,087.7	0.0	448.5	448.5	41.2	171.2	277.4
143	SLT	902 Istmo	1,053.2	1,053.2	0.0	1,053.2	441.0	41.9	0.0	441.0
144	SLT	903 Cabo - Norte	723.2	723.2	0.0	723.2	233.7	32.3	0.0	233.7
146	CH	La Yesca 3/ 5/	13,628.1	16,345.6	19.9	16,345.6	16,345.6	100.0	1,248.2	15,097.5
147	CCC	Baja California	2,279.2	2,279.2	0.0	2,279.2	1,253.6	55.0	0.0	1,253.6
148	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	361.2	361.2	0.0	361.2	112.7	31.2	0.0	112.7
149	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	585.5	585.5	0.0	585.5	215.7	36.8	0.0	215.7
150	RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	619.9	619.9	0.0	619.9	255.4	41.2	0.0	255.4
151	SE	1006 Central-Sur 3/	291.9	291.9	0.0	291.9	291.9	100.0	124.0	167.9
152	SE	1005 Noroeste	793.6	793.6	0.0	793.6	501.2	63.2	0.0	501.2
156	RM	Infiernillo	221.0	221.0	0.0	221.0	131.7	59.6	0.0	131.7
157	RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidades 1 y 2	1,989.8	1,989.8	0.0	1,989.8	1,307.9	65.7	0.0	1,307.9
158	RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	172.4	172.4	0.0	172.4	51.7	30.0	0.0	51.7
159	RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	58.8	58.8	0.0	58.8	16.3	27.8	0.0	16.3
160	RM	CC C Samalayuca II	14.2	14.2	0.0	14.2	3.9	27.8	0.0	3.9
161	RM	CCC El Sauz	55.2	55.2	0.0	55.2	23.5	42.5	0.0	23.5
162	RM	CCC Huinalá II	24.8	24.8	0.0	24.8	12.4	50.0	0.0	12.4
163	SE	1004 Compensación Dinámica Área Central	204.6	204.6	0.0	204.6	53.8	26.3	0.0	53.8

CUADRO 4 DE 6

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN FINANCIADA Y CONDICIONADA RESPECTO A SU COSTO TOTAL
ADJUDICADOS, EN CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN ^{p./}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

Nombre del Proyecto			Costo total estimado			Comprometido al periodo		Montos comprometidos por etapas		
			PEF 2012	PEF 2013	Variación %	Monto Contratado	Monto	% Respecto PEF 2013	Proyectos adjudicados y/o en construcción	Proyectos en operación
			(1)	(2)	(3=2/1)	(4)	(5=7+8)	(6=5/2)	(7)	(8)
164	SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	883.7	883.7	0.0	483.6	483.6	54.7	40.5	443.0
165	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	76.2	76.2	0.0	76.2	34.3	45.0	0.0	34.3
166	SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste - Sureste	793.3	793.3	0.0	793.3	434.8	54.8	0.0	434.8
167	CC	San Lorenzo Conversión de TG a CC	1,885.0	1,885.0	0.0	1,885.0	1,445.1	76.7	0.0	1,445.1
168	SLT	1001 Red de Transmisión Baja - Nogales	428.4	428.4	0.0	428.4	149.9	35.0	0.0	149.9
170	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca ^{4./}	995.5	1,044.4	4.9	1,044.4	877.0	84.0	0.0	877.0
171	CC	Agua Prieta II (con campo solar)	7,739.2	7,739.2	0.0	4,873.3	4,873.3	63.0	4,873.3	0.0
176	LT	Red de Transmisión asociada a la CC Agua Prieta II	784.6	784.6	0.0	451.1	418.0	53.3	0.0	418.0
177	LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta III	16.2	16.2	0.0	16.2	9.7	60.0	0.0	9.7
181	RM	CN Laguna Verde ^{4./}	9,200.9	8,428.6	(8.4)	7,912.0	7,618.7	90.4	0.0	7,618.7
182	RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	417.8	417.8	0.0	417.8	193.0	46.2	0.0	193.0
183	RM	CT Punta Prieta Unidad 2	75.3	75.3	0.0	75.3	37.6	50.0	0.0	37.6
185	SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	396.4	396.4	0.0	95.1	95.1	24.0	16.2	78.9
188	SE	1116 Transformación del Noreste	3,713.0	3,713.0	0.0	2,218.5	2,218.5	59.7	340.6	1,877.9
189	SE	1117 Transformación de Guaymas ^{4./}	260.5	209.8	(19.4)	209.8	176.1	83.9	0.0	176.1
190	SE	1120 Noroeste	917.0	917.0	0.0	455.9	455.9	49.7	13.8	442.1
191	SE	1121 Baja California ^{4./}	101.2	71.6	(29.2)	71.6	53.6	74.9	0.0	53.6
192	SE	1122 Golfo Norte	829.0	829.0	0.0	391.4	391.4	47.2	119.9	271.5
193	SE	1123 Norte	49.8	49.8	0.0	49.8	49.8	100.0	14.9	34.8
194	SE	1124 Bajío Centro ^{3./}	895.7	895.7	0.0	895.7	895.7	100.0	468.3	427.5
195	SE	1125 Distribución	1,918.3	1,918.3	0.0	1,007.4	1,007.4	52.5	120.7	886.7
197	SE	1127 Sureste	208.1	208.1	0.0	208.1	138.1	66.3	0.0	138.1
198	SE	1128 Centro Sur	699.1	699.1	0.0	699.1	699.1	100.0	454.7	244.4
199	SE	1129 Compensación redes	202.7	202.7	0.0	202.7	128.2	63.3	0.0	128.2
200	SLT	1111 Transmisión y Transformación del Central - Occidental ^{3./}	954.2	976.0	2.3	976.0	976.0	100.0	139.9	836.1
201	SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	1,487.5	1,487.5	0.0	411.6	411.6	27.7	137.2	274.4
202	SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	2,099.8	2,099.8	0.0	2,099.8	2,099.8	100.0	976.0	1,123.8
203	SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	482.1	482.1	0.0	482.1	268.7	55.7	0.0	268.7
204	SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	1,536.4	1,536.4	0.0	1,195.2	1,195.2	77.8	178.1	1,017.0
205	SUV	Suministro de 970 t/h a las Centrales de Cerro Prieto	1,523.5	1,523.5	0.0	1,523.5	1,032.2	67.8	0.0	1,032.2
206	SE	1206 Conversión a 400 KV de la LT Mazatlán II - La Higuera	551.0	551.0	0.0	551.0	330.6	60.0	0.0	330.6
207	SE	1213 COMPENSACION DE REDES ^{6./}	986.6	626.9	(36.5)	626.9	449.2	71.7	0.0	449.2
208	SE	1205 Compensación Oriental-Peninsular	122.8	122.8	0.0	122.8	90.1	73.3	0.0	90.1
209	SE	1212 SUR-PENINSULAR ^{3./}	1,739.1	1,739.1	0.0	1,739.1	1,739.1	100.0	1,312.2	426.9
210	SLT	1204 Conversión a 400 kv del Área Peninsular ^{6./}	2,530.0	1,807.3	(28.6)	1,807.3	1,270.0	70.3	0.0	1,270.0
211	SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental - Sureste	2,772.2	2,772.2	0.0	2,208.2	2,208.2	79.7	568.2	1,640.1

CUADRO 5 DE 6

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN FINANCIADA Y CONDICIONADA RESPECTO A SU COSTO TOTAL
ADJUDICADOS, EN CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN ^{1/}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1/}

Nombre del Proyecto			Costo total estimado			Comprometido al periodo		Montos comprometidos por etapas	
			PEF 2012	PEF 2013	Variación %	Monto Contratado	Monto	% Respecto PEF 2013	Proyectos adjudicados y/o en construcción
			(1)	(2)	(3=2/1)	(4)	(5=7+8)	(6=5/2)	(7)
212	SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	448.4	448.4	0.0	448.4	448.4	100.0	86.4
213	SE	1211 NORESTE-CENTRAL ^{3/}	1,528.4	1,528.4	0.0	1,528.4	1,528.4	100.0	1,251.9
214	SE	1210 NORTE-NOROESTE ^{3/}	3,152.4	3,152.4	0.0	3,152.4	3,152.4	100.0	2,242.9
215	SLT	1201 Transmisión y Transformación de Baja California	666.9	666.9	0.0	469.9	469.9	70.5	70.3
216	RM	CCC Poza Rica	1,968.8	1,968.8	0.0	1,968.8	1,968.8	100.0	1,798.6
217	RM	CCC El Sauz Paquete 1	2,075.7	2,075.7	0.0	1,960.8	1,960.8	94.5	1,960.8
218	LT	Red de Trans Asoc al proy de temp abierta y Oax II,III,IV	512.2	512.2	0.0	512.2	373.8	73.0	0.0
219	SLT	Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-1 y 2 ^{6/}	1,655.3	556.3	(66.4)	556.3	472.9	85.0	0.0
222	CC	CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2 ^{2/}	13,850.8	13,850.8	0.0	12,831.7	12,831.7	92.6	468.8
223	LT	Red de transmisión asociada a la CG Los Humeros II ^{6/}	103.2	56.6	(45.1)	56.6	46.2	81.6	0.0
225	LT	Red de transmisión asociada a la CI Guerrero Negro III	16.2	16.2	0.0	16.2	12.2	75.0	0.0
226	CCI	CI Guerrero Negro III	331.7	331.7	0.0	330.7	330.7	99.7	330.7
227	CG	Los Humeros II	1,393.3	1,393.3	0.0	1,393.2	1,313.9	94.3	0.0
228	LT	Red de transmisión asociada a la CCC Norte II ^{4/}	291.9	262.1	(10.2)	262.1	228.4	87.1	0.0
229	CT	TG Baja California II	2,936.4	2,936.4	0.0	2,936.4	2,936.4	100.0	2,936.4
231	SLT	1304 Transmisión y Transformación del Oriental	564.8	570.5	1.0	70.5	70.5	12.4	16.0
233	SLT	1303 Transmisión y Transformación Baja - Noroeste	112.2	112.2	0.0	112.2	72.9	65.0	0.0
235	CCI	Baja California Sur IV	1,318.0	1,318.0	0.0	1,192.2	1,192.2	90.4	1,192.2
236	CCI	Baja California Sur III ^{4/}	1,265.3	1,201.7	(5.0)	1,201.7	1,021.5	85.0	0.0
242	SE	1323 DISTRIBUCION SUR	698.9	698.9	0.0	188.5	188.5	27.0	41.9
243	SE	1322 DISTRIBUCION CENTRO	1,718.8	1,718.8	0.0	68.3	68.3	4.0	15.2
244	SE	1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE	1,227.0	1,227.0	0.0	324.6	324.6	26.5	25.8
245	SE	1320 DISTRIBUCIÓN NOROESTE ^{3/}	1,221.1	1,221.1	0.0	1,221.1	1,221.1	100.0	865.1
247	SLT	1404 Subestaciones del Oriente ^{4/}	271.6	243.2	(10.5)	218.4	218.4	89.8	57.2
248	SLT	1401 SEs y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste	1,030.1	1,004.6	(2.5)	763.3	730.5	72.7	0.0
249	SLT	1401 SEs y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste	692.0	759.5	9.8	759.5	759.5	100.0	759.5
250	SLT	1402 Cambio de Tensión de la LT Culiacán - Los Mochis ^{6/}	1,030.1	586.0	(43.1)	586.0	511.2	87.2	0.0
251	SE	1421 DISTRIBUCION SUR (3a fase) ^{3/}	600.2	600.2	0.0	600.2	600.2	100.0	522.3
252	SE	1403 Compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste - Norte	103.5	103.5	0.0	103.5	76.3	73.7	0.0
253	SE	1420 DISTRIBUCIÓN NORTE ^{3/}	1,069.8	1,069.8	0.0	1,069.8	1,069.8	100.0	1,010.0
258	RM	CT Altamira Unidades 1 y 2	5,631.4	5,631.4	0.0	5,631.4	5,631.4	100.0	5,631.4
259	SE	1521 DISTRIBUCIÓN SUR (1ra fase) ^{4/}	1,126.5	1,222.4	8.5	1,222.4	1,222.4	100.0	1,222.4
260	SE	SE 1520 DISTRIBUCION NORTE	491.0	491.0	0.0	491.0	491.0	100.0	483.2
261	CCC	Cogeneración Salamanca Fase I	6,607.0	6,607.0	0.0	4,183.8	4,183.8	63.3	4,183.8
262	SLT	1601 Transmisión y Transformación Noroeste - Norte	529.0	529.0	0.0	529.0	529.0	100.0	340.0
264	CC	Centro	9,625.6	9,625.6	0.0	5,750.8	5,750.8	59.7	5,750.8
267	SLT	1604 Transmisión Ayotla-Chalco	195.8	425.9	117.5	425.9	425.9	100.0	425.9

CUADRO 6 DE 6

COMPROMISOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN FINANCIADA Y CONDICIONADA RESPECTO A SU COSTO TOTAL
ADJUDICADOS, EN CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN ^{p./}

En términos de los artículos 107, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

Nombre del Proyecto			Costo total estimado			Comprometido al periodo		Montos comprometidos por etapas		
			PEF 2012	PEF 2013	Variación %	Monto Contratado	Monto	% Respecto PEF 2013	Proyectos adjudicados y/o en construcción	Proyectos en operación
			(1)	(2)	(3=2/1)	(4)	(5=7+8)	(6=5/2)	(7)	(8)
268	CCI	Guerrero Negro IV	269.8	269.8	0.0	269.8	269.8	100.0	269.8	0.0
273	SE	1621 Distribución Norte-Sur (1a Fase)	1,349.3	1,349.3	0.0	1,349.3	1,349.3	100.0	1,349.3	0.0
274	SE	1620 Distribución Valle de México ^{4./}	3,798.3	4,344.3	14.4	4,344.3	4,344.3	100.0	4,332.8	11.5
284	SE	Los Humeros III Fase A	1,792.7	1,792.7	0.0	1,792.7	1,792.7	100.0	1,792.7	0.0
293	SLT	1703 Conversión a 400 kV de la Riviera Maya	1,352.6	1,482.9	9.6	1,482.9	1,482.9	100.0	1,482.9	0.0
294	SLT	1702 Transmisión y Transformación Baja-Noine (1a Fase) ^{4./}	945.1	1,167.1	23.5	1,167.1	1,167.1	100.0	1,123.1	44.0
295	SLT	1704 Interconexión Sist. Aislados Guerrero Negro Sta Rosalia	317.8	317.8	0.0	317.8	317.8	100.0	317.8	0.0
305	SE	1801 Subestaciones Baja-Noroeste	0.0	161.8	N.A	161.8	161.8	100.0	161.8	0.0
Inversión condicionada			123,240.2	123,240.2	0.0	122,356.2	83,338.4	67.62	7,316.0	76,022.4
1	TRN	Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elías Calles	4,714.3	4,714.3	0.0	4,714.3	574.1	12.18	0.0	574.1
2	CC	Altamira II	3,371.6	3,371.6	0.0	3,371.6	428.9	12.72	0.0	428.9
3	CC	Bajío	4,801.6	4,801.6	0.0	4,801.6	174.3	3.63	0.0	174.3
4	CC	Campeche	1,957.8	1,957.8	0.0	1,957.8	1,175.2	60.03	0.0	1,175.2
5	CC	Hermosillo	2,290.9	2,290.9	0.0	2,273.7	0.0	0.00	0.0	0.0
6	CT	Mérida III	2,670.5	2,670.5	0.0	2,670.5	914.5	34.24	0.0	914.5
7	CC	Monterrey III	3,383.7	3,383.7	0.0	3,170.7	1,504.8	44.47	0.0	1,504.8
8	CC	Naco-Nogales	2,112.1	2,112.1	0.0	2,112.1	1,342.3	63.55	0.0	1,342.3
9	CC	Río Bravo II	3,111.6	3,111.6	0.0	3,111.6	2,752.2	88.45	0.0	2,752.2
10	CC	Mexicali	4,644.1	4,644.1	0.0	4,644.1	1,199.2	25.82	0.0	1,199.2
11	CC	Saltillo	2,236.9	2,236.9	0.0	2,236.9	1,831.8	81.89	0.0	1,831.8
12	CC	Tuxpan II	3,972.0	3,972.0	0.0	3,972.0	2,111.6	53.16	0.0	2,111.6
13	TRN	Gasoducto Cd. Pemex-Valladolid	3,962.9	3,962.9	0.0	3,962.9	257.5	6.50	0.0	257.5
15	CC	Altamira III y IV	7,054.0	7,054.0	0.0	7,054.0	6,800.5	96.41	0.0	6,800.5
16	CC	Chihuahua III	2,222.1	2,222.1	0.0	2,222.1	1,663.2	74.85	0.0	1,663.2
17	CC	La Laguna II	4,437.6	4,437.6	0.0	4,437.6	4,216.9	95.03	0.0	4,216.9
18	CC	Río Bravo III	3,490.2	3,490.2	0.0	3,490.2	2,389.9	68.47	0.0	2,389.9
19	CC	Tuxpan III y IV	7,589.7	7,589.7	0.0	7,564.2	5,653.3	74.49	0.0	5,653.3
20	CC	Altamira V	7,473.8	7,473.8	0.0	7,473.8	4,725.4	63.23	0.0	4,725.4
21	CC	Tamazunchale	6,316.5	6,316.5	0.0	5,728.0	5,240.5	82.97	0.0	5,240.5
24	CC	Río Bravo IV	3,496.1	3,496.1	0.0	3,496.1	3,071.1	87.84	0.0	3,071.1
25	CC	Tuxpan V	3,857.0	3,857.0	0.0	3,817.1	2,977.4	77.20	0.0	2,977.4
26	CC	Valladolid III	3,474.9	3,474.9	0.0	3,474.9	2,624.3	75.52	0.0	2,624.3
28	CCC	Norte II	6,151.6	6,151.6	(0.0)	6,151.6	6,151.6	100.00	0.0	6,151.6
29	CC	Norte	6,297.5	6,297.5	0.0	6,297.5	5,632.8	89.45	0.0	5,632.8
31	CE	La Venta III	2,093.7	2,093.7	0.0	2,093.7	2,071.1	98.92	0.0	2,071.1
33	CE	Oaxaca I	2,113.9	2,113.9	0.0	2,113.9	2,051.9	97.07	0.0	2,051.9
34	CE	Oaxaca II, CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	6,581.4	6,581.4	0.0	6,581.4	6,486.0	98.55	0.0	6,486.0
40	CE	Sureste I	7,360.2	7,360.2	0.0	7,360.2	7,316.0	99.4	7,316.0	0.0

Nota: Las sumas de los parciales pueden no coincidir con los totales debido al redondeo.

p./ Cifras preliminares.

1./ El tipo de cambio utilizado para la presentación de la información en pesos es de \$13.0765 el cual corresponde al cierre de diciembre de 2013.

2./ Proyectos financiados en pesos y en dólares de Estados Unidos de América.

3./ Se modificó el monto contratado, ya que el reportado en el PEF 2013 es menor al monto comprometido al periodo.

4./ Proyecto con ajuste en costo total, cuya variación está permitida dentro de la normatividad.

5./ Se amplió el techo autorizado para efectuar los pagos correspondientes para el cierre de las obras.

6./ Se registró corrida financiera en el PEF 2013 para justificar la actualización del costo total del proyecto. En el PEF 2014 se actualizará el análisis costo beneficio.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 1 DE 7

VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA

Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero – Diciembre 2013 ^{P./}

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

No. PEF	Proyecto ^{2./}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3./}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4./}	Plazo del pago	
		Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
TOTAL		817,396.1	817,396.1	817,396.1					
Autorizados en 1997		35,596.9	35,596.9	35,596.9					
1	CG Cerro Prieto IV	1,896.8	1,896.8	1,896.8	25-jul-00	25-jul-00	01-nov-15	15	3
2	CC Chihuahua	6,395.0	6,395.0	6,395.0	08-may-01	08-may-01	16-nov-16	14	11
3	CCI Guerrero Negro II	327.5	327.5	327.5	03-abr-04	03-abr-04	30-abr-14	10	0
4	CC Monterrey II	3,345.1	3,345.1	3,345.1	17-sep-00	17-sep-00	01-nov-15	15	0
5	CD Puerto San Carlos II	704.0	704.0	704.0	23-dic-01	23-dic-01	30-sep-11	9	2
6	CC Rosarito III (Unidades 8 y 9)	4,726.6	4,726.6	4,726.6	04-jul-01	04-jul-01	31-may-16	14	6
7	CT Samalayuca II	1,143.7	1,143.7	1,143.7	08-ene-99	08-ene-99	01-nov-19	16	11
9	LT 211 Cable Submarino	3,199.7	3,199.7	3,199.7	31-jul-99	30-sep-99	15-oct-09	10	0
10	LT 214 y 215 Sureste-Peninsular	3,082.6	3,082.6	3,082.6	19-nov-99	04-ago-00	15-oct-15	15	3
11	LT 216 y 217 Noroeste	2,115.1	2,115.1	2,115.1	03-jun-99	15-jun-00	15-oct-09	10	0
12	SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	1,977.3	1,977.3	1,977.3	07-jul-99	10-ago-00	31-dic-14	15	2
13	SE 218 Noroeste	2,443.1	2,443.1	2,443.1	30-jun-99	30-jun-99	15-oct-15	15	9
14	SE 219 Sureste-Peninsular	1,546.1	1,546.1	1,546.1	30-ago-99	30-ago-99	15-oct-09	10	0
15	SE 220 Oriental-Centro	1,225.4	1,225.4	1,225.4	14-may-99	30-jun-00	15-oct-09	10	0
16	SE 221 Occidental	1,468.9	1,468.9	1,468.9	30-sep-99	30-sep-99	15-oct-14	15	0
Autorizados en 1998		6,100.9	6,100.9	6,100.9					
17	LT 301 Centro	848.7	848.7	848.7	03-jul-01	30-ago-02	30-dic-11	10	2
18	LT 302 Sureste	801.7	801.7	801.7	03-ago-01	22-may-02	31-dic-12	10	11
19	LT 303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	688.8	688.8	688.8	02-ago-01	24-oct-01	15-jul-11	9	9
20	LT 304 Noroeste	648.6	648.6	648.6	11-may-01	31-jul-01	01-jul-11	10	2
21	SE 305 Centro-Oriente	966.3	966.3	966.3	03-jul-01	31-ago-01	31-ago-11	10	1
22	SE 306 Sureste	759.6	759.6	759.6	31-ago-01	05-nov-01	15-jul-11	9	11
23	SE 307 Noreste	512.4	512.4	512.4	18-abr-01	18-abr-01	30-sep-11	9	11
24	SE 308 Noroeste	874.7	874.7	874.7	11-may-01	27-feb-02	15-jul-12	10	9
Autorizados en 1999		33,492.2	33,492.2	33,492.2					
25	CG Los Azufres II y Campo Geotérmico	2,792.9	2,792.9	2,792.9	21-nov-02	21-jul-03	23-jun-14	11	5
26	CH Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	10,869.7	10,869.7	10,869.7	28-ene-05	28-ene-05	01-jul-16	11	0
27	LT 406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	3,185.3	3,185.3	3,185.3	02-ago-01	30-ago-03	02-dic-14	13	2
28	LT 407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	4,987.6	4,987.6	4,987.6	24-oct-01	14-mar-04	01-abr-14	12	0
29	LT 408 Naco-Nogales - Área Noroeste	974.5	974.5	974.5	21-oct-02	28-abr-03	01-abr-13	10	6
30	LT 411 Sistema Nacional	2,194.5	2,194.5	2,194.5	16-ago-02	22-dic-03	23-sep-14	11	11
31	LT Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa)	1,819.6	1,819.6	1,819.6	06-nov-03	06-nov-03	06-nov-14	11	0
32	SE 401 Occidental - Central	902.0	902.0	902.0	19-nov-02	19-nov-02	19-dic-13	11	0
33	SE 402 Oriental - Peninsular	1,185.5	1,185.5	1,185.5	13-dic-02	15-jun-05	06-mar-15	11	9
34	SE 403 Noreste	309.3	309.3	309.3	20-feb-02	12-nov-02	12-nov-13	11	9
35	SE 404 Noroeste-Norte	815.7	815.7	815.7	10-may-02	11-jul-02	01-jul-11	9	2
36	SE 405 Compensación Alta Tensión	1,231.4	1,231.4	1,231.4	21-abr-03	01-sep-03	30-dic-13	10	0
37	SE 410 Sistema Nacional	2,224.2	2,224.2	2,224.2	21-ago-02	13-dic-02	31-dic-13	11	2
Autorizados en 2000		18,816.5	18,816.5	18,816.5					
38	CC El Sauz conversión de TG a CC	6,726.2	6,726.2	6,726.2	30-nov-03	30-nov-03	01-oct-15	11	11
39	LT 414 Norte-Occidental	817.7	817.7	817.7	23-jun-03	18-ago-03	28-oct-14	11	0
40	LT 502 Oriental - Norte	261.7	261.7	261.7	01-ago-04	14-ene-05	30-jul-15	10	11
41	LT 506 Saltillo-Cañada	4,137.1	4,137.1	4,137.1	11-dic-03	11-dic-03	31-ago-14	10	2
42	LT Red Asociada de la Central Tamazunchale	2,389.7	2,389.7	2,389.7	29-ago-06	31-ene-07	01-ago-16	9	6
43	LT Red Asociada de la Central Río Bravo III	1,627.7	1,627.7	1,627.7	10-oct-03	14-may-04	30-dic-14	11	0
44	SE 412 Compensación Norte	379.8	379.8	379.8	09-may-03	09-may-03	27-may-13	9	6
45	SE 413 Noroeste - Occidental	1,048.9	1,048.9	1,048.9	09-ene-04	01-sep-04	30-dic-14	10	0
46	SE 503 Oriental	359.2	359.2	359.2	05-abr-04	01-may-03	01-may-13	10	1
47	SE 504 Norte - Occidental	1,068.5	1,068.5	1,068.5	05-mar-03	01-oct-03	31-ene-14	10	3

CUADRO 2 DE 7

VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA

Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013 ^{P-/-}

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1-/-}

No. PEF	Proyecto ^{2-/}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3-/}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4-/}	Plazo del pago	
		Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
Autorizados en 2001		13,455.3	13,455.3	13,455.3					
48	CCI Baja California Sur I	504.2	504.2	504.2	29-jul-05	29-jul-05	01-ago-17	12	0
49	LT 609 Transmisión Noroeste - Occidental	1,418.5	1,418.5	1,418.5	13-jul-05	13-jul-05	01-ene-15	9	0
50	LT 610 Transmisión Noroeste - Norte	1,738.8	1,738.8	1,738.8	15-oct-04	31-mar-08	16-dic-19	15	0
51	LT 612 Subtransmisión Norte - Noreste	1,793.8	1,793.8	1,793.8	10-feb-09	16-dic-08	16-dic-16	11	0
52	LT 613 Subtransmisión Occidental	646.2	646.2	646.2	01-ago-04	06-dic-04	30-dic-15	11	0
53	LT 614 Subtransmisión Oriental	466.0	466.0	466.0	01-ene-05	01-jun-05	31-oct-16	11	7
54	LT 615 Subtransmisión Peninsular	532.3	532.3	532.3	19-oct-04	01-mar-06	01-oct-16	12	0
55	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	130.3	130.3	130.3	09-feb-04	09-feb-04	09-feb-14	10	0
57	LT 1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	215.3	215.3	215.3	01-sep-08	17-ago-08	11-ene-18	9	0
58	SE 607 Sistema Bajío - Oriental	1,801.0	1,801.0	1,801.0	20-feb-04	20-feb-04	20-feb-14	10	0
59	SE 611 Subtransmisión Baja California - Noroeste	588.0	588.0	588.0	25-oct-05	16-abr-07	13-sep-16	10	6
60	SUV Suministro de vapor a las Centrales de Cerro Prieto	3,620.9	3,620.9	3,620.9	25-jun-04	01-dic-08	12-sep-16	10	9
Autorizados en 2002		54,315.7	54,315.7	54,315.7					
61	CC Hermosillo Conversión de TG a CC	3,373.6	3,373.6	3,373.6	03-sep-05	03-sep-05	03-sep-15	10	0
62	CCC Pacífico	12,421.3	12,421.3	12,421.3	21-mar-10	21-mar-13	03-ago-25	15	3
63	CH El Cajón	3,375.2	3,375.2	3,375.2	28-feb-07	31-ago-07	31-ago-37	30	0
64	LT Líneas Centro	213.5	213.5	213.5	24-jul-06	03-jul-06	11-dic-17	10	11
65	LT Red de Transmisión Asociada a la CH el Cajón	590.1	590.1	590.1	07-jul-06	17-ago-06	03-dic-17	10	0
66	LT Red de Transmisión Asociada a Altamira V	2,637.2	2,637.2	2,637.2	11-jul-05	28-feb-07	01-feb-16	10	0
67	LT Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	1,115.9	1,115.9	1,115.9	28-oct-04	28-oct-04	22-oct-14	9	6
68	LT Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	1,418.0	1,418.0	1,418.0	29-sep-09	02-ene-12	28-oct-21	12	0
69	LT 707 Enlace Norte-Sur	823.5	823.5	823.5	14-may-04	14-may-04	14-may-14	10	0
70	LT Riviera Maya	1,076.7	1,076.7	1,076.7	29-dic-04	29-dic-04	01-jun-14	9	0
71	PRR Presa Reguladora Amata	1,025.0	1,025.0	1,025.0	14-ago-05	14-ago-05	01-jul-15	9	6
72	RM Adolfo López Mateos	858.0	858.0	858.0	04-jun-05	25-oct-05	25-oct-15	10	4
73	RM Altamira	774.5	774.5	774.5	29-dic-09	29-dic-09	26-jul-19	9	5
74	RM Botello	120.5	120.5	120.5	15-abr-05	15-abr-05	15-abr-15	10	0
75	RM Carbón II	1,027.7	1,027.7	1,027.7	30-oct-04	21-feb-05	21-feb-15	10	4
76	RM Carlos Rodríguez Rivero	343.9	343.9	343.9	01-sep-05	28-dic-05	28-dic-16	11	3
77	RM Dos Bocas	951.4	951.4	951.4	07-abr-05	07-abr-05	07-abr-15	10	0
78	RM Emilio Portes Gil	124.1	124.1	124.1	11-abr-04	11-abr-04	11-abr-14	10	0
79	RM Francisco Pérez Ríos	1,758.8	1,758.8	1,758.8	20-may-07	09-jul-07	09-jul-17	10	2
80	RM Gomez Palacio	1,038.0	1,038.0	1,038.0	15-ago-05	09-nov-06	09-nov-16	11	3
82	RM Huinalá	101.9	101.9	101.9	03-nov-05	03-nov-05	06-mar-15	9	0
83	RM Ixtaczoquitlán	33.9	33.9	33.9	25-ago-05	25-ago-05	29-jun-15	9	6
84	RM José Aceves Pozos (Mazatlán II)	618.9	618.9	618.9	01-feb-07	01-feb-07	15-abr-16	9	1
87	RM Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	1,302.1	1,302.1	1,302.1	16-may-05	17-dic-05	06-mar-15	9	6
90	RM CT Puerto Libertad	272.4	272.4	272.4	15-jul-05	15-jul-05	06-mar-15	9	7
91	RM Punta Prieta	316.9	316.9	316.9	25-may-06	04-jun-06	15-abr-16	9	10
92	RM Salamanca	863.4	863.4	863.4	07-jun-05	14-dic-05	15-ene-16	10	4
93	RM Tuxpango	829.9	829.9	829.9	26-oct-05	26-oct-05	29-jun-15	9	7
94	RM CT Valle de México	350.0	350.0	350.0	27-feb-05	27-feb-05	30-jun-15	10	3
95	SE Norte	98.0	98.0	98.0	03-oct-05	03-oct-05	06-mar-15	9	0
98	SE 705 Capacitores	234.2	234.2	234.2	21-jul-05	31-jul-05	06-mar-15	9	7

CUADRO 3 DE 7
VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA
Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Diciembre 2013 ^{1/-}
(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1/-}

No. PEF	Proyecto ^{2/-}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3/-}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4/-}	Plazo del pago	
		Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
99	SE 708 Compensación Dinámicas Oriental - Norte	764.5	764.5	764.5	09-jun-05	29-jul-05	06-mar-15	9	9
100	SLT 701 Occidente-Centro	1,369.4	1,369.4	1,369.4	21-sep-06	21-mar-08	11-ene-18	11	3
101	SLT 702 Sureste-Peninsular	1,187.3	1,187.3	1,187.3	01-jun-06	25-may-09	16-dic-24	17	0
102	SLT 703 Noreste-Norte	505.5	505.5	505.5	16-ago-06	09-dic-06	15-sep-16	9	11
103	SLT 704 Baja California -Noroeste	71.1	71.1	71.1	05-oct-05	29-ago-05	06-mar-15	9	5
104	SLT 706 Sistemas Norte	7,769.0	7,769.0	7,769.0	30-jun-06	01-ene-14	30-oct-29	23	3
105	SLT 709 Sistemas Sur	2,560.5	2,560.5	2,560.5	16-nov-05	25-ene-06	06-mar-15	9	0
Autorizados en 2003		33,245.1	33,245.1	33,245.1					
106	CC Conversión El Encino de TG aCC	3,979.4	3,979.4	3,979.4	16-dic-06	16-dic-06	30-dic-16	9	9
107	CCI Baja California Sur II	742.4	742.4	742.4	10-jun-07	10-jun-07	15-abr-16	8	10
108	LT 807 Durango I	1,180.1	1,180.1	1,180.1	06-feb-06	07-abr-06	15-ene-16	9	11
110	RM CCC Tula	329.6	329.6	329.6	07-mar-07	11-jun-07	15-abr-16	8	9
111	RM CGT Cerro Prieto (U5)	262.8	262.8	262.8	15-ago-09	15-ago-09	26-jul-19	9	5
112	RM CT Carbón II Unidades 2 y 4	897.3	897.3	897.3	26-sep-05	31-dic-10	29-jun-15	9	6
113	RM CT Emilio Portes Gil Unidad 4	1,253.9	1,253.9	1,253.9	24-jul-07	03-ago-07	26-may-17	9	7
114	RM CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	646.8	646.8	646.8	10-may-06	10-may-06	15-ene-16	9	6
117	RM CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	2,133.0	2,133.0	2,133.0	09-ene-07	03-dic-07	10-nov-17	9	11
118	RM CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	818.9	818.9	818.9	03-may-07	24-jul-07	26-may-17	9	7
122	SE 811 Noroeste	155.9	155.9	155.9	05-may-06	26-may-06	15-ene-16	9	6
123	SE 812 Golfo Norte	113.4	113.4	113.4	17-ago-06	10-nov-06	15-abr-16	9	6
124	SE 813 División Bajío	841.4	841.4	841.4	24-jul-06	23-ago-06	11-ene-18	11	3
126	SLT 801 Altiplano	2,454.8	2,454.8	2,454.8	08-sep-06	07-dic-07	28-may-17	10	7
127	SLT 802 Tamaulipas	1,730.9	1,730.9	1,730.9	12-may-07	16-jul-07	26-may-17	9	8
128	SLT 803 NOINE	4,952.7	4,952.7	4,952.7	08-dic-07	01-ago-18	01-ago-29	21	7
130	SLT 806 Bajío	10,751.8	10,751.8	10,751.8	30-mar-06	14-oct-10	26-jun-20	13	11
Autorizados en 2004		13,132.9	13,132.9	13,132.9					
132	CE La Venta II	513.5	513.5	513.5	31-ene-07	19-ene-07	30-dic-22	15	10
136	LT Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	45.5	45.5	45.5	10-oct-06	24-nov-06	15-sep-16	9	6
138	SE 911 Noreste	200.7	200.7	200.7	12-jul-07	12-jul-07	03-feb-17	9	5
139	SE 912 División Oriente	1,861.0	1,861.0	1,861.0	21-jul-09	15-dic-10	17-dic-25	15	2
140	SE 914 División Centro Sur	872.3	872.3	872.3	30-dic-07	08-dic-12	30-dic-24	16	9
141	SE 915 Occidental	436.5	436.5	436.5	26-mar-08	26-mar-08	11-ene-18	9	8
142	SLT 901 Pacífico	4,111.2	4,111.2	4,111.2	28-mar-08	01-sep-13	28-abr-24	16	0
143	SLT 902 Istmo	2,868.4	2,868.4	2,868.4	08-mar-07	13-jul-07	04-ago-17	10	4
144	SLT 903 Cabo - Norte	2,223.7	2,223.7	2,223.7	25-ago-06	19-abr-07	13-sep-16	9	11
Autorizados en 2005		29,927.0	29,927.0	29,927.0					
146	CH La Yesca	3,079.0	3,079.0	3,079.0	22-nov-12	22-nov-12	02-jun-42	29	6
147	CC Baja California	1,117.1	1,117.1	1,117.1	14-jul-09	14-jul-09	17-abr-19	9	6
148	RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	539.1	539.1	539.1	19-jul-07	19-jun-07	26-jul-19	11	10
149	RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	714.8	714.8	714.8	05-ene-07	04-ene-07	13-sep-16	9	8
150	RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	651.0	651.0	651.0	21-jun-07	21-jun-07	29-dic-20	13	3
151	SE 1006 Central-----Sur	3,404.4	3,404.4	3,404.4	24-ene-11	31-dic-10	15-dic-25	14	0
152	SE 1005 Noroeste	2,218.0	2,218.0	2,218.0	25-nov-08	15-dic-10	13-dic-23	14	11
156	RM Infiernillo	278.7	278.7	278.7	27-feb-09	11-oct-10	10-jul-20	11	0
157	RM CT Francisco Pérez Ríos Unidades 1 y 2	2,198.8	2,198.8	2,198.8	03-dic-09	23-feb-10	25-nov-19	9	9
158	RM CT Puerto Libertad Unidad 4	358.1	358.1	358.1	07-dic-06	07-dic-06	30-sep-16	9	9
159	RM CT Valle de México Unidades 5,6 y 7	35.9	35.9	35.9	23-ago-07	23-ago-07	15-abr-16	8	7
160	RM CCC Samalayuca II	155.1	155.1	155.1	18-abr-07	18-abr-07	15-abr-16	8	11

CUADRO 4 DE 7

VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA

Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013 ^{1-/-}

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1-/-}

No. PEF		Proyecto ^{2-/-}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3-/-}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4-/-}	Plazo del pago	
			Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
161	RM	CCC El Sauz	308.4	308.4	308.4	16-jul-07	03-oct-07	04-ago-17	10	0
162	RM	CCC Huinala II	106.6	106.6	106.6	15-may-08	20-jun-08	11-ene-18	9	7
163	SE	1004 Compensación Dinámica Área Central	604.2	604.2	604.2	21-mar-07	21-mar-07	15-abr-16	9	0
164	SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	3,664.7	3,664.7	3,664.7	08-jul-11	01-ago-15	01-ago-30	19	0
165	LT	Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	396.2	396.2	396.2	29-ene-08	29-ene-08	11-ene-18	9	11
166	SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste - Sureste	1,229.9	1,229.9	1,229.9	09-nov-07	25-ene-10	25-nov-19	11	9
167	CC	San Lorenzo Conversión de TG a CC	7,905.8	7,905.8	7,905.8	29-dic-09	12-ene-10	13-sep-24	14	8
168	SLT	1001 Red de Transmisión Baja -- Nogales	703.2	703.2	703.2	23-jul-07	23-jul-07	26-may-17	9	10
170	LT	Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	257.9	257.9	257.9	29-nov-11	28-nov-11	30-dic-22	11	0
Autorizados en 2006			112,410.3	112,410.3	112,410.3					
171	CC	Agua Prieta II (con campo solar)	927.5	927.5	927.5	07-abr-13	06-abr-13	01-jun-27	14	1
176	LT	Red de transmisión asociada a la CC Agua Prieta II	1,679.1	1,679.1	1,679.1	03-abr-13	02-abr-13	01-dic-27	14	6
177	LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta III	26.0	26.0	26.0	29-abr-10	28-abr-10	20-dic-19	9	6
180	RM	CCC Huinalá Unidad 6	4,329.6	4,329.6	4,329.6	01-abr-14	01-abr-14	01-abr-24	10	0
181	RM	CN Laguna Verde	6,512.6	6,512.6	6,512.6	14-feb-10	20-mar-11	20-dic-29	18	3
182	RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	604.9	604.9	604.9	22-sep-08	19-sep-08	22-ene-18	9	6
183	RM	CT Punta Prieta Unidad 2	256.1	256.1	256.1	10-mar-08	06-mar-08	19-ene-18	9	6
185	SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	1,550.4	1,550.4	1,550.4	23-may-11	30-sep-11	02-may-21	9	11
188	SE	1116 Transformación del Noreste	11,100.4	11,100.4	11,100.4	30-may-09	01-abr-15	01-abr-30	20	10
189	SE	1117 Transformación de Guaymas	291.9	291.9	291.9	01-nov-11	31-oct-11	01-jul-26	14	7
190	SE	1120 Noroeste	3,690.9	3,690.9	3,690.9	20-ene-11	12-dic-11	18-dic-25	14	0
191	SE	1121 Baja California	1,696.5	1,696.5	1,696.5	15-ene-10	12-dic-11	30-dic-24	14	9
192	SE	1122 Golfo Norte	7,311.6	7,311.6	7,311.6	13-ene-11	19-dic-11	18-dic-25	14	0
193	SE	1123 Norte	2,052.1	2,052.1	2,052.1	05-feb-08	06-dic-10	16-dic-24	15	9
194	SE	1124 Bajío Centro	12,818.6	12,818.6	12,818.6	17-ene-11	01-ene-13	18-dic-25	14	9
195	SE	1125 Distribución	4,695.7	4,695.7	4,695.7	15-may-09	01-ene-13	17-dic-25	16	6
197	SE	1127 Sureste	439.3	439.3	439.3	19-oct-10	29-dic-10	18-nov-20	9	11
198	SE	1128 Centro Sur	9,211.5	9,211.5	9,211.5	09-feb-11	19-dic-11	15-dic-25	14	0
199	SE	1129 Compensación redes	484.0	484.0	484.0	31-dic-09	23-dic-10	24-dic-25	16	0
200	SLT	1111 Transmisión y Transformación del Central - Occidental	5,084.6	5,084.6	5,084.6	18-nov-11	01-mar-13	01-mar-23	11	3
201	SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	10,600.8	10,600.8	10,600.8	24-sep-09	18-abr-14	01-abr-24	14	6
202	SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	10,879.8	10,879.8	10,879.8	03-dic-12	02-may-16	02-may-30	18	4
203	SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	1,029.7	1,029.7	1,029.7	08-dic-09	07-dic-09	20-sep-24	16	1
204	SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	10,664.8	10,664.8	10,664.8	16-oct-10	02-mar-13	01-mar-25	14	4
205	SUV	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	4,472.0	4,472.0	4,472.0	30-mar-09	04-oct-10	10-jul-20	11	0
Autorizados en 2007			88,704.7	88,704.7	88,704.7					
206	SE	1206 Conversión a 400 kV de la LT Mazatlán II - La Higuera	2,102.6	2,102.6	2,102.6	03-may-09	03-may-09	03-jun-19	10	0
207	SE	1213 COMPENSACIÓN DE REDES	922.8	922.8	922.8	04-jul-09	19-dic-11	14-dic-26	17	2
208	SE	1205 Compensación Oriental - Peninsular	779.0	779.0	779.0	07-dic-09	07-dic-09	13-sep-24	14	5

CUADRO 5 DE 7
VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA
Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento
Comisión Federal de Electricidad
Enero - Diciembre 2013 ^{P./}
(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

No. PEF		Proyecto ^{2./}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3./}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4./}	Plazo del pago	
			Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
209	SE	1212 SUR - PENINSULAR	11,833.7	11,833.7	11,833.7	12-ene-11	31-dic-12	24-dic-25	14	0
210	SLT	1204 Conversión a 400 kV del Área Peninsular	4,720.0	4,720.0	4,720.0	10-dic-10	15-jul-11	01-mar-21	10	2
211	SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental - Sureste	9,025.1	9,025.1	9,025.1	30-nov-11	31-oct-12	31-dic-26	15	0
212	SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	3,155.8	3,155.8	3,155.8	29-may-11	18-jul-15	01-may-25	13	11
213	SE	1211 NORESTE - CENTRAL	8,783.6	8,783.6	8,783.6	10-ene-11	22-dic-10	17-dic-25	14	0
214	SE	1210 NORTE - NOROESTE	11,418.2	11,418.2	11,418.2	27-ene-11	14-dic-10	16-dic-26	15	0
215	SLT	1201 Transmisión y Transformación de Baja California	2,645.2	2,645.2	2,645.2	03-jun-10	01-jun-16	01-jun-29	18	11
216	RM	CCC Poza Rica	2,233.2	2,233.2	2,233.2	05-sep-12	05-sep-12	05-sep-22	10	0
217	RM	CCC El Sauz Paquete 1	3,205.5	3,205.5	3,205.5	05-jul-13	05-jul-13	05-jul-23	10	0
218	LT	Red de Trans Asoc al proy de temp abierta y Oax. II, III, IV	13.8	13.8	13.8	30-oct-10	19-nov-10	10-jul-20	9	7
219	SLT	Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-1 y 2	2,162.2	2,162.2	2,162.2	19-sep-11	18-sep-11	20-sep-21	9	11
222	CC	CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	21,166.1	21,166.1	21,166.1	02-nov-12	01-nov-12	03-nov-26	15	1
223	LT	Red de transmisión asociada a la CG Los Humeros II	71.8	71.8	71.8	05-sep-11	04-sep-11	02-dic-20	9	2
225	LT	Red de transmisión asociada a la CI Guerrero Negro III	28.7	28.7	28.7	28-ene-11	28-ene-11	29-ene-21	9	6
226	CCI	CI Guerrero Negro III	242.4	242.4	242.4	27-sep-11	27-sep-11	04-ene-22	10	3
227	CG	Los Humeros II	1,686.9	1,686.9	1,686.9	01-oct-11	01-oct-11	01-nov-21	10	0
228	LT	Red de transmisión asociada a la CCC Norte II	1,638.9	1,638.9	1,638.9	01-abr-13	01-oct-12	04-ene-27	14	0
229	CT	TG Baja California II	869.3	869.3	869.3	01-mar-15	27-feb-15	01-sep-30	15	0
Autorizados en 2008			40,927.3	40,927.3	40,927.3					
230	SLT	1301 Interconexión de Baja California	4,930.9	4,930.9	4,930.9	01-abr-14	01-abr-14	01-abr-24	10	0
231	SLT	1304 Transmisión y Transformación del Oriental	1,346.5	1,346.5	1,346.5	19-jul-10	20-ene-14	20-jul-26	15	11
233	SLT	1303 Transmisión y Transformación Baja - Noroeste	238.6	238.6	238.6	23-jul-10	30-jul-10	29-jun-20	8	6
234	SLT	1302 Transmisión y Transformación Norte y Occidente	1,757.4	1,757.4	1,757.4	04-may-15	04-may-15	02-may-25	10	0
235	CCI	Baja California Sur IV	563.1	563.1	563.1	01-abr-13	29-mar-13	02-oct-28	15	0
236	CCI	Baja California Sur III	408.7	408.7	408.7	02-jul-12	01-jul-12	02-oct-28	16	2
237	LT	1313 Red de Transmisión Asociada al CC Baja California III	855.7	855.7	855.7	01-abr-13	31-dic-12	01-oct-23	10	0
242	SE	1323 DISTRIBUCION SUR	8,217.8	8,217.8	8,217.8	19-may-11	07-abr-11	15-dic-25	14	1
243	SE	1322 DISTRIBUCION CENTRO	6,496.0	6,496.0	6,496.0	24-ene-11	29-nov-10	05-dic-22	11	9
244	SE	1321 DISTRIBUCION NORESTE	9,357.1	9,357.1	9,357.1	05-may-11	09-dic-13	15-dic-25	14	1
245	SE	1320 DISTRIBUCION NOROESTE	6,755.4	6,755.4	6,755.4	26-may-11	28-abr-11	15-dic-25	14	0
Autorizados en 2009			20,319.2	20,319.2	20,319.2					
247	SLT	1404 Subestaciones del Oriente	2,465.8	2,465.8	2,465.8	02-may-13	03-may-13	02-may-23	10	0
248	SLT	1401 SEs y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste	2,905.2	2,905.2	2,905.2	21-nov-11	25-sep-12	27-jul-26	14	7
249	SLT	1405 Subest y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste	2,782.5	2,782.5	2,782.5	02-jul-13	01-jul-13	03-jul-23	10	0
250	SLT	1402 Cambio de Tensión de la LT Culiacán - Los Mochis	550.2	550.2	550.2	18-sep-11	17-sep-11	01-jun-26	14	7
251	SE	1421 DISTRIBUCIÓN SUR	3,456.6	3,456.6	3,456.6	30-ene-12	05-dic-11	14-dic-26	14	8

CUADRO 6 DE 7

VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA

Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013 ^{P./}

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

No. PEF		Proyecto ^{2./}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3./}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4./}	Plazo del pago	
			Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
252	SE	1403 Compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste - Norte	211.1	211.1	211.1	26-may-11	26-may-11	01-abr-20	8	10
253	SE	1420 DISTRIBUCIÓN NORTE	5,900.2	5,900.2	5,900.2	30-ene-12	05-dic-11	14-dic-26	14	8
257	CCI	Santa Rosalía II	173.3	173.3	173.3	03-abr-12	02-abr-12	01-abr-27	14	6
258	RM	CT Altamira Unidades 1 y 2	1,874.4	1,874.4	1,874.4	01-dic-15	01-abr-16	01-abr-26	10	4
Autorizados en 2010			22,563.8	22,563.8	22,563.8					
259	SE	1521 DISTRIBUCIÓN SUR	12,274.1	12,274.1	12,274.1	01-ene-13	31-dic-12	30-dic-22	9	9
260	SE	1520 DISTRIBUCIÓN NORTE	3,784.8	3,784.8	3,784.8	01-ene-13	31-dic-12	30-dic-22	9	9
261	CCC	Cogeneración Salamanca Fase I	6,504.9	6,504.9	6,504.9	04-jul-13	03-jul-13	02-oct-23	10	2
Autorizados en 2011			142,051.8	142,051.8	142,051.8					
262	SLT	1601 Transmisión y Transformación Noroeste - Norte	1,195.6	1,195.6	1,195.6	03-jun-13	01-abr-14	01-abr-24	10	10
263	LT	1602 Transmisión La Paz entronque Tuxpan - Texcoco	13,918.7	13,918.7	13,918.7	02-may-13	02-may-13	02-may-23	10	0
264	CC	Centro	7,528.5	7,528.5	7,528.5	03-sep-13	02-sep-13	01-mar-23	9	0
266	SLT	1603 Subestación Lago	3,860.3	3,860.3	3,860.3	03-mar-14	03-mar-14	04-mar-24	10	0
267	SLT	1604 Transmisión Ayotla-Chalco	1,653.9	1,653.9	1,653.9	02-oct-13	01-oct-13	02-oct-23	10	0
268	CCI	Guerrero Negro IV	140.5	140.5	140.5	03-abr-13	02-abr-13	01-oct-23	10	0
269	LT	Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro IV	77.3	77.3	77.3	01-abr-13	01-abr-13	02-abr-22	9	0
271	CCI	Santa Rosalía III	232.0	232.0	232.0	03-abr-14	02-abr-14	01-oct-24	10	0
272	LT	Red de Transmisión Asociada a la CI Santa Rosalía III	162.6	162.6	162.6	02-abr-14	01-abr-14	03-abr-23	9	0
273	SE	1621 Distribución Norte-Sur	25,803.0	25,803.0	25,803.0	02-ene-13	03-dic-12	26-dic-22	9	9
274	SE	1620 Distribución Valle de México	81,461.4	81,461.4	81,461.4	27-ago-12	06-ago-12	12-dic-22	10	0
275	CG	Los Azufres III (Fase I)	1,759.8	1,759.8	1,759.8	03-abr-14	02-abr-14	03-jun-24	10	0
276	CH	La Parota	3,868.0	3,868.0	3,868.0	04-oct-16	03-oct-16	04-jun-46	30	0
277	LT	Red de transmisión asociada a la CH La Parota	390.2	390.2	390.2	04-dic-15	03-dic-15	01-dic-25	9	11
Autorizados en 2012			71,353.2	71,353.2	71,353.2					
278	RM	CT José López Portillo	5,988.5	5,988.5	5,988.5	01-dic-15	01-feb-17	01-feb-27	11	2
279	LT	Red de Transmisión Asociada al CC Noroeste	2,488.9	2,488.9	2,488.9	04-abr-16	01-oct-15	01-jul-25	9	2
280	SLT	1721 DISTRIBUCIÓN NORTE	24,436.2	24,436.2	24,436.2	31-mar-14	31-dic-13	19-dic-33	19	4
281	LT	Red de Transmisión Asociada al CC Noreste	3,092.6	3,092.6	3,092.6	01-abr-16	02-oct-15	01-jul-25	9	2
282	SLT	1720 Distribución Valle de México	10,556.8	10,556.8	10,556.8	31-mar-14	31-dic-13	19-dic-33	19	4
283	LT	Red de Transmisión Asociada al CC Norte III	3,072.1	3,072.1	3,072.1	01-abr-15	02-oct-14	01-jul-24	9	2
284	CG	Los Humeros III	1,051.7	1,051.7	1,051.7	03-abr-15	02-abr-15	01-jul-25	10	0
285	CC	Centro II	5,827.6	5,827.6	5,827.6	03-sep-15	02-sep-15	01-dic-25	10	0
286	CCI	Baja California Sur V	825.7	825.7	825.7	03-abr-15	02-abr-15	01-oct-25	10	0
287	LT	Red de transmisión asociada a la CE Rumorosa I, II y III	23.9	23.9	23.9	03-jun-14	02-jun-14	01-jul-24	10	0
288	SLT	1722 Distribución Sur	5,695.1	5,695.1	5,695.1	31-mar-14	31-dic-13	19-dic-33	19	4
289	CH	Chicoasén II	2,625.0	2,625.0	2,625.0	05-abr-17	04-abr-17	01-jul-47	30	0
290	LT	Red de transmisión asociada a la CH Chicoasén II	307.8	307.8	307.8	05-oct-16	04-oct-16	01-ene-26	9	0
292	SE	1701 Subestación Chimalpa Dos	1,418.2	1,418.2	1,418.2	02-oct-15	01-oct-15	02-oct-25	10	0
293	SLT	1703 Conversión a 400 kV de la Riviera Maya	2,286.4	2,286.4	2,286.4	02-mar-15	02-mar-15	03-mar-25	10	0
294	SLT	1702 Transmisión y Transformación Baja - Noine	1,335.5	1,335.5	1,335.5	01-abr-14	01-abr-14	01-abr-24	10	0

CUADRO 7 DE 7

VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA

Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013 ^{p_}

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1_}

No. PEF	Proyecto ^{2_}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3_}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4_}	Plazo del pago	
		Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
295	SLT 1704 Interconexión sist aislados Guerrero Negro Sta Rosalía	321.1	321.1	321.1	01-abr-14	01-abr-14	01-abr-24	10	0
Autorizados en 2013		80,983.1	80,983.1	80,983.1					
296	CC Guaymas II	10,071.0	10,071.0	10,071.0	04-abr-17	04-abr-17	01-jul-27	10	2
297	LT Red de Transmisión Asociada al CC Guaymas II	1,144.4	1,144.4	1,144.4	03-abr-17	04-oct-16	01-jul-26	9	2
298	CC Valle de México II	9,359.0	9,359.0	9,359.0	03-sep-17	02-sep-16	01-sep-27	9	6
299	LT Red de Transmisión Asociada al CC Valle de México II	2,184.5	2,184.5	2,184.5	02-sep-17	01-sep-17	01-mar-27	9	6
300	LT Red de Transmisión Asociada al CC Topolobampo III	694.8	694.8	694.8	01-jun-17	03-ene-17	01-sep-27	10	2
301	LT Red de Transmisión Asociada al CC Baja California II	744.2	744.2	744.2	03-abr-17	04-oct-16	01-jul-26	9	2
302	LT Red de Transmisión Asociada al CC Todos Santos	599.1	599.1	599.1	02-abr-16	01-abr-16	01-oct-25	9	6
303	LT Red de Trans Asoc a la 2a Temp Abierta y Sureste III IV V VI	1,921.0	1,921.0	1,921.0	03-feb-17	02-nov-16	01-mar-26	9	0
304	LT 1805 Línea de Transmisión Huasteca - Monterrey	6,363.1	6,363.1	6,363.1	02-may-16	02-may-16	04-may-26	10	0
305	SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste	578.2	578.2	578.2	02-abr-14	01-abr-14	02-abr-24	10	0
306	SE 1803 Subestaciones del Occidental	7,166.8	7,166.8	7,166.8	01-abr-15	01-abr-15	01-abr-25	10	0
307	SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	4,654.0	4,654.0	4,654.0	01-abr-15	01-abr-16	01-abr-26	11	0
308	SLT 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental-Peninsular	2,249.4	2,249.4	2,249.4	01-abr-15	01-abr-15	01-abr-25	10	0
309	SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México	6,494.8	6,494.8	6,494.8	04-ene-16	28-dic-15	28-dic-26	10	9
310	SLT 1821 Divisiones de Distribución	19,602.5	19,602.5	19,602.5	04-ene-16	28-dic-15	02-dic-26	10	9
311	RM CCC TULA PAQUETES 1 Y 2	6,460.9	6,460.9	6,460.9	01-ene-17	01-ago-17	01-ago-27	10	7
312	RM CH TEMASCAL UNIDADES 1 A 4	695.2	695.2	695.2	01-mar-16	01-sep-17	01-sep-27	11	6

p_ / Cifras preliminares

1_ / El tipo de cambio utilizado para la presentación de la información en pesos es de \$13.0765 el cual corresponde al cierre de diciembre de 2013.

2_ / El año de autorización corresponde al ejercicio fiscal en que el proyecto se incluyó por primera vez en el Presupuesto de Egresos de la Federación en la modalidad de Pidiregas.

3_ / La fecha de inicio de operación es la consignada en el Tomo V del Presupuesto de Egresos de la Federación autorizado para el ejercicio fiscal 2013 y corresponde al primer cierre parcial del proyecto.

4_ / Es la fecha del último pago de amortizaciones de un proyecto.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

CUADRO 1 DE 2

VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA CONDICIONADA

Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013 ^{P./}

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1./}

No. PEF	Proyecto ^{2./}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3./}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4./}	Plazo del pago	
		Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
TOTAL		270,729.0	270,729.0	270,729.0					
Autorizados en 1997		2,034.0	2,034.0	2,034.0					
1	TRN Terminal de Carbón de la CT Pdde. Plutarco Elías Calles	2,034.0	2,034.0	2,034.0	24-abr-99	24-abr-99	24-nov-29	30	6
Autorizados en 1998		79,216.2	79,216.2	79,216.2					
2	CC Altamira II	9,061.4	9,061.4	9,061.4	14-may-02	14-may-02	14-jun-27	25	0
3	CC Bajío	11,470.8	11,470.8	11,470.8	09-mar-02	09-mar-02	09-abr-27	25	0
4	CC Campeche	3,919.1	3,919.1	3,919.1	27-jun-03	28-may-03	28-jun-28	25	0
5	CC Hermosillo	3,567.9	3,567.9	3,567.9	01-oct-01	01-oct-01	02-nov-26	25	0
6	CT Mérida III	7,092.7	7,092.7	7,092.7	09-jun-00	09-jun-00	01-dic-25	25	0
7	CC Monterrey III	9,803.0	9,803.0	9,803.0	27-mar-02	27-mar-02	27-abr-27	25	0
8	CC Naco-Nogales	5,340.5	5,340.5	5,340.5	04-oct-03	04-oct-03	06-nov-28	25	0
9	CC Río Bravo II	7,178.6	7,178.6	7,178.6	18-ene-02	18-ene-02	18-ene-27	24	11
10	CC Mexicali	4,759.9	4,759.9	4,759.9	20-jul-03	20-jul-03	20-jul-28	24	11
11	CC Saltillo	4,363.3	4,363.3	4,363.3	19-nov-01	19-nov-01	19-nov-26	24	11
12	CC Tuxpan II	11,057.3	11,057.3	11,057.3	15-dic-01	15-dic-01	15-dic-26	25	0
13	TRN Gasoducto Cd. Pemex-Valladolid	1,388.4	1,388.4	1,388.4	30-sep-99	30-sep-99	09-abr-25	25	7
14	TRN Gasoducto Samalayuca	212.4	212.4	212.4	20-dic-97	20-dic-97	07-feb-07	9	1
Autorizados en 1999		56,544.7	56,544.7	56,544.7					
15	CC Altamira III y IV	21,305.9	21,305.9	21,305.9	24-dic-03	24-dic-03	29-dic-28	24	11
16	CC Chihuahua III	3,986.6	3,986.6	3,986.6	09-sep-03	09-sep-03	09-oct-28	25	0
17	CC La Laguna II	8,032.4	8,032.4	8,032.4	22-abr-05	22-abr-05	22-may-30	25	0
18	CC Río Bravo III	6,260.8	6,260.8	6,260.8	01-abr-04	01-abr-04	01-may-29	25	0
19	CC Tuxpan III y IV	16,959.1	16,959.1	16,959.1	23-may-03	23-may-03	23-jun-28	25	0
Autorizados en 2000		39,612.9	39,612.9	39,612.9					
20	CC Altamira V	16,449.7	16,449.7	16,449.7	01-nov-06	01-nov-06	30-nov-31	25	0
21	CC Tamazunchale	23,163.1	23,163.1	23,163.1	01-jun-07	01-jun-07	01-jul-32	25	0
Autorizados en 2001		19,250.4	19,250.4	19,250.4					
24	CC Río Bravo IV	7,330.2	7,330.2	7,330.2	01-abr-05	01-abr-05	01-may-30	25	0
25	CC Tuxpan V	11,920.2	11,920.2	11,920.2	01-sep-06	01-sep-06	01-oct-31	25	0
Autorizados en 2002		12,755.7	12,755.7	12,755.7					
26	CC Valladolid III	12,755.7	12,755.7	12,755.7	01-jun-06	01-jun-06	01-jul-31	25	0
Autorizados en 2005		11,053.4	11,053.4	11,053.4					
28	CCC Norte II	1,598.9	1,598.9	1,598.9	01-jun-13	31-may-13	01-jul-39	26	1
29	CCC Norte	9,454.6	9,454.6	9,454.6	02-ago-10	30-jul-10	26-jul-34	23	10
Autorizados en 2006		573.3	573.3	573.3					
31	CE La Venta III	573.3	573.3	573.3	19-abr-12	19-abr-12	19-may-37	25	0
Autorizados en 2007		1,200.2	1,200.2	1,200.2					
33	CE Oaxaca I	1,200.2	1,200.2	1,200.2	08-oct-11	07-oct-11	08-feb-30	18	3
Autorizados en 2008		4,730.5	4,730.5	4,730.5					
34	CE Oaxaca II y CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	2,299.7	2,299.7	2,299.7	24-dic-11	23-dic-11	31-dic-32	21	0
36	CC Baja California III	2,430.8	2,430.8	2,430.8	02-abr-13	01-abr-13	03-may-37	24	0
Autorizados en 2011		13,419.0	13,419.0	13,419.0					
38	CC Norte III (Juárez)	12,930.3	12,930.3	12,930.3	02-abr-15	01-abr-15	01-jul-41	26	2
40	CE Sureste I	373.1	373.1	373.1	02-abr-13	01-abr-13	02-may-34	21	0
41	CE Sureste II	115.6	115.6	115.6	02-abr-13	01-abr-13	01-may-33	20	0
Autorizados en 2012		14,099.8	14,099.8	14,099.8					
42	CC Noroeste	7,328.3	7,328.3	7,328.3	04-abr-16	01-abr-16	01-jul-42	26	2
43	CC Noreste	6,612.2	6,612.2	6,612.2	04-abr-16	01-abr-16	01-jul-42	26	2
44	CE Rumorosa I, II y III	159.3	159.3	159.3	31-dic-14	30-dic-14	01-jul-36	21	7

CUADRO 2 DE 2

VALOR PRESENTE NETO POR PROYECTO DE INVERSIÓN FINANCIADA CONDICIONADA

Con base en los artículos 107 fracción I, inciso d) de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y 205 de su Reglamento

Comisión Federal de Electricidad

Enero - Diciembre 2013 ^{p_}/

(Cifras en millones de pesos con un decimal a precios de 2013) ^{1_}/

No. PEF	Proyecto ^{2./}	Antes de Impuestos		Después de impuestos	Inicio de operaciones ^{3./}	Entrega de obra	Término de obligaciones ^{4./}	Plazo del pago	
		Valor presente neto de la evaluación económica (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)	Valor presente neto de la evaluación financiera (VPN)				años	meses
Autorizados en 2013		16,238.9	16,238.9	16,238.9					
45	CC Topolobampo III	10,682.2	10,682.2	10,682.2	02-jun-14	01-jun-17	01-sep-43	26	2
46	CC Baja California II	2,248.4	2,248.4	2,248.4	03-abr-17	03-abr-17	01-jul-43	26	2
47	CC Todos Santos	3,308.3	3,308.3	3,308.3	02-abr-16	01-abr-16	01-abr-41	24	11

p_ / Cifras preliminares.

1_ / El tipo de cambio utilizado para la presentación de la información en pesos es de \$13.0765 el cual corresponde al cierre de diciembre de 2013.

2_ / El año de autorización corresponde al ejercicio fiscal en que el proyecto se incluyó por primera vez en el Presupuesto de Egresos de la Federación en la modalidad de Pidiregas.

3_ / La fecha de inicio de operación es la consignada en el Tomo V del Presupuesto de Egresos de la Federación autorizado para el ejercicio fiscal 2013 y corresponde al primer cierre parcial del proyecto.

4_ / Es la fecha del último pago de amortizaciones de un proyecto.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.